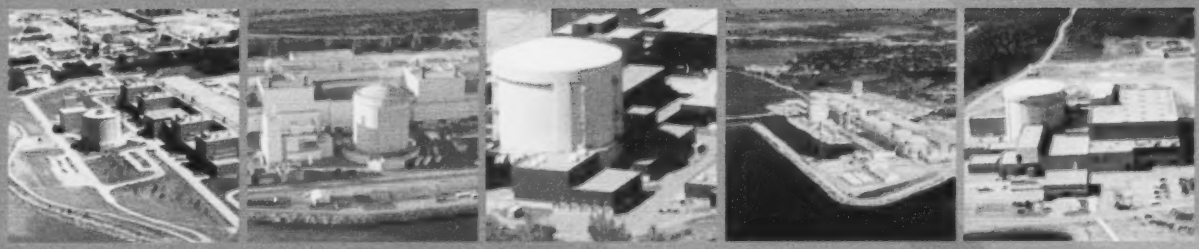
L'organisme de réglementation
nucléaire du Canada

Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada par le personnel de la CCSN pour 2008

INFO-0790



Commission canadienne de sûreté nucléaire
Canadian Nuclear Safety Commission

Canada

Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada par le personnel de la CCSN

© Ministre de Travaux publics et Services gouvernementaux Canada 2009
Numéro de catalogue CC172-49/2009F-PDF
ISBN 978-1-100-91974-4

Publié par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), août 2009
Numéro de catalogue de la CCSN INFO-0790

La reproduction d'extraits du présent document à des fins personnelles est autorisée à condition que la source soit indiquée en entier. Toutefois, sa reproduction en tout ou en partie à des fins commerciales ou de redistribution nécessite l'obtention préalable d'une autorisation écrite de la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

Also available in English under the title *CNSC Staff Integrated Safety Assessment of Canadian Nuclear Power Plants for 2008*

Disponibilité du document
Les personnes intéressées peuvent consulter le document sur le site Web de la CCSN à suretenucleaire.gc.ca, ou en commander des exemplaires, en français ou en anglais, en communiquant avec la :

Commission canadienne de sûreté nucléaire
280, rue Slater
C.P. 1046, Succursale B
Ottawa (Ontario) K1P 5S9
CANADA

Téléphone : (613) 995-5894 ou 1-800-668-5284 (Canada seulement)
Télécopieur : (613) 995-5086
Courriel : info@cnsc-ccsn.gc.ca
Site web : suretenucleaire.gc.ca

Première de couverture : Centrales nucléaires canadiennes
De gauche à droite :
centrales nucléaires Bruce-A et Bruce-B (Tiverton, Ontario)
centrale nucléaire Darlington (Bowmanville, Ontario)
centrale nucléaire Gentilly-2 (Bécancour, Québec)
centrales nucléaires Pickering-A et Pickering-B (Pickering, Ontario)
centrale nucléaire Point Lepreau (Point Lepreau, Nouveau-Brunswick)

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE 2
INTRODUCTION 4

SECTION 1
Conformité et sûreté de l'exploitation des centrales nucléaires 9

1.1 BRUCE-A ET BRUCE-B 11

1.1.1 Exploitation 12
1.1.2 Assurance du rendement 15
1.1.3 Conception et analyse 17
1.1.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement 19
1.1.5 Préparation aux situations d'urgence 22
1.1.6 Protection de l'environnement 23
1.1.7 Radioprotection 23
1.1.8 Sécurité des sites 24
1.1.9 Garanties 24
1.1.10 Mise à jour sur les projets et initiatives d'importance 25

1.2 DARLINGTON 27

1.2.1 Exploitation 28
1.2.2 Assurance du rendement 30
1.2.3 Conception et analyse 32
1.2.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement 34
1.2.5 Préparation aux situations d'urgence 36
1.2.6 Protection de l'environnement 36
1.2.7 Radioprotection 37
1.2.8 Sécurité des sites 37
1.2.9 Garanties 37

1.3 PICKERING-A 39

1.3.1 Exploitation 40
1.3.2 Assurance du rendement 43
1.3.3 Conception et analyse 46
1.3.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement 47
1.3.5 Préparation aux situations d'urgence 51
1.3.6 Protection de l'environnement 51
1.3.7 Radioprotection 53
1.3.8 Sécurité des sites 53
1.3.9 Garanties 53
1.3.10 Mise à jour sur les projets et initiatives d'importance 54

1.4 PICKERING-B 57

1.4.1 Exploitation 58
1.4.2 Assurance du rendement 61
1.4.3 Conception et analyse 64
1.4.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement 66
1.4.5 Préparation aux situations d'urgence 69
1.4.6 Protection de l'environnement 69
1.4.7 Radioprotection 70
1.4.8 Sécurité des sites 70
1.4.9 Garanties 71
1.4.10 Mise à jour sur les projets et initiatives d'importance 71

1.5 GENTILLY-2 75

1.5.1 Exploitation 76
1.5.2 Assurance du rendement 78
1.5.3 Conception et analyse 80
1.5.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement 81
1.5.5 Préparation aux situations d'urgence 83
1.5.6 Protection de l'environnement 84
1.5.7 Radioprotection 84
1.5.8 Sécurité des sites 84
1.5.9 Garanties 84
1.5.10 Mise à jour sur les autres projets et initiatives d'importance 85
1.5.11 Conclusion 85

1.6 POINT LEPREAU 87

1.6.1 Exploitation 88
1.6.2 Assurance du rendement 90
1.6.3 Conception et analyse 92
1.6.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement 94
1.6.5 Préparation aux situations d'urgence 95
1.6.6 Protection de l'environnement 96
1.6.7 Radioprotection 96
1.6.8 Sécurité des sites 97
1.6.9 Garanties 97
1.6.10 Mise à jour sur les autres projets et initiatives d'importance 98

SECTION 2
Observations générales 101

2.2.1 Gestion de la qualité 102
2.2.2 Facteurs humains 102
2.2.3 Formation, examen et accréditation 103
2.3.1 Analyse de la sûreté 103
2.3.2 Questions de sûreté 104

2.3.3 Conception 106
2.4.1 Entretien 106
2.4.2 Intégrité structurale 108
2.4.3 Fiabilité 109
2.4.4 Qualification de l'équipement 109

SECTION 3
Tendances des indicateurs de rendement 113

SECTION 4
Sommaire et conclusions 127

ANNEXE A
DÉFINITIONS DES DOMAINES DE SÛRETÉ ET DES PROGRAMMES 128
1. Exploitation 128
2. Assurance du rendement 129
3. Conception et analyse 130
4. Aptitude fonctionnelle de l'équipement 132
5. Préparation aux situations d'urgence 133
6. Protection de l'environnement 134
7. Radioprotection 134
8. Sécurité des sites 135
9. Garanties 135

ANNEXE B
SYSTÈME DE COTATION 136
B.1 Définitions des cotes 136
B.2 Détermination de la cote intégrée d'une centrale 137

ANNEXE C
GLOSSAIRE 138

ANNEXE D
SIGLES ET ACRONYMES 140

ANNEXE E
FAITS SAILLANTS AUX CENTRALES NUCLÉAIRES ET ACTIVITÉS DE SUIVI 141

ANNEXE F
QUESTIONS DE SÛRETÉ RELATIVES AUX CENTRALES CANDU 149

ANNEXE G
DOSES REÇUES AUX CENTRALES NUCLÉAIRES EN 2008 154
G.1 Doses annuelles à Bruce-A 155
G.2 Doses annuelles à Bruce-B 155
G.3 Doses annuelles à Darlington 156
G.4 Doses annuelles à Pickering-A 156
G.5 Doses annuelles à Pickering-B 157
G.6 Doses annuelles à Gentilly-2 158
G.7 Doses annuelles à Point Lepreau 158

SOMMAIRE

Chaque année, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) publie un rapport sur le rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada. Le rapport *Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada* (intitulé auparavant *Rapport annuel du personnel de la CCSN sur le rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada*), en abrégé « Rapport sur les centrales nucléaires », décrit dans quelle mesure les titulaires de permis répondent aux exigences réglementaires et aux attentes de la CCSN au chapitre de la mise en œuvre continue de leurs programmes.

Les conclusions du présent rapport s'appuient sur des données recueillies au cours d'inspections, d'activités de suivi et de surveillance générale, d'études de documents et de revues d'événements effectuées par le personnel de la CCSN, et sur leurs indicateurs de rendement.

Des changements ont été apportés au rapport sur les centrales nucléaires pour l'année 2008 afin de le rendre plus clair et que l'évaluation à l'appui repose davantage sur des processus. Cette année et pour les années à venir, la CCSN adopte une démarche de prise de décision en fonction du risque pour déterminer les cotes de rendement en matière de sûreté. Cette nouvelle approche permet de mieux intégrer toutes les observations faites au cours de l'année et introduit une cote intégrée de la centrale qui permettra à la CCSN de mieux identifier les tendances et d'en faire le suivi au cours des années à venir.

Dans le rapport de cette année, de nouvelles appellations ont été utilisées pour les différents niveaux de cotation. Auparavant, le système de cotation utilisé dans les rapports sur les centrales nucléaires comportait cinq niveaux représentés par les lettres : A, B, C, D et E. Commençant avec le présent rapport, quatre niveaux seront utilisés et les cotes de rendement correspondantes seront « Entièrement satisfaisant (ES) », « Satisfaisant (SA) », « Inférieur aux attentes (IA) » et « Inacceptable (IN) ».

À la suite des évaluations qu'il a effectuées, le personnel de la CCSN a conclu que les centrales nucléaires au Canada ont été exploitées de manière sûre en 2008 :

- Aucune défaillance grave de système fonctionnel n'est survenue aux centrales nucléaires.
- Aucun travailleur d'une centrale nucléaire ou membre du public n'a reçu de dose de rayonnement dépassant les limites réglementaires.
- Aucun rejet à l'environnement n'excède les limites réglementaires.
- Le Canada a assumé ses obligations internationales relatives à l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire.

Aucune cote en-deçà d'« Inférieur aux attentes » n'a été attribuée aux domaines de sûreté et programmes des centrales nucléaires. Le personnel de la CCSN continue de surveiller étroitement tout domaine de sûreté ou programme auquel la cote « Inférieur aux attentes » a été attribuée afin de s'assurer que le titulaire de permis prend, ou a pris, les mesures appropriées pour répondre pleinement aux objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement.

Le tableau suivant donne un sommaire des cotes de rendement attribuées à toutes les centrales nucléaires au Canada pour chacun des domaines de sûreté et programmes évalués.

Domaine de sûreté	Bruce		Darlington	Pickering		Gentilly-2	Point Lepreau
programme	A	B		A	B		
Exploitation	**SA**	**SA**	**ES**	**SA**	**SA**	**SA**	**ES**
Gestion de l'organisation et de la centrale	SA	SA	ES	IA	IA	SA	SA
Conduite des opérations	SA	SA	ES	SA	SA	SA	ES
Santé et sécurité au travail (non radiologique)	ES	ES	ES	SA	SA	SA	ES
Assurance du rendement	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**
Gestion de la qualité	SA	SA	SA	SA	SA	IA	SA
Facteurs humains	SA	SA	ES	IA	IA	SA	SA
Formation, examen et accréditation	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Conception et analyse	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**
Analyse de sûreté	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Questions de sûreté	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Conception	IA	SA	SA	IA	SA	SA	SA
Aptitude fonctionnelle de l'équipement	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**
Entretien	IA	IA	ES	SA	SA	IA	SA
Intégrité structurale	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA
Fiabilité	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Qualification de l'équipement	SA	SA	IA	SA	SA	SA	SA
Préparation aux situations d'urgence	**ES**	**ES**	**ES**	**SA**	**SA**	**ES**	**ES**
Protection de l'environnement	**SA**	**SA**	**SA**	**IA**	**IA**	**SA**	**SA**
Radioprotection	**SA**	**SA**	**ES**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**
Sécurité des sites	**Réglementé**						
Garanties	**ES**	**ES**	**ES**	**ES**	**ES**	**ES**	**ES**
Cote intégrée de la centrale	ES	ES	ES	SA	SA	SA	SA

INTRODUCTION

Le présent rapport décrit sommairement l'évaluation effectuée par le personnel de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) à l'égard du rendement en matière de sûreté des titulaires de permis de centrales nucléaires en 2008.

Pour satisfaire aux exigences de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (LSRN) et des règlements connexes, les titulaires de permis doivent mettre en œuvre des programmes qui comportent « des mesures adéquates pour préserver la santé et la sécurité des personnes, protéger l'environnement, pour maintenir la sécurité nationale et pour respecter les obligations internationales du Canada à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire ». En d'autres mots, il incombe aux titulaires de permis de s'assurer que leurs centrales sont exploitées de manière sûre.

L'évaluation repose sur les exigences réglementaires de la LSRN et de ses règlements d'application, ainsi que sur les conditions des permis d'exploitation et les normes applicables. Les conclusions du présent rapport s'appuient sur des données recueillies au cours d'inspections, d'activités de suivi et de surveillance générale, d'études de documents et de revues d'événements effectuées par le personnel de la CCSN, et sur leurs indicateurs de rendement.

Le rendement dans neuf domaines de sûreté fait l'objet d'un rapport, celui-ci étant rendu public pour les huit domaines suivants :

- Exploitation
- Assurance du rendement
- Conception et analyse
- Aptitude fonctionnelle de l'équipement
- Préparation aux situations d'urgence
- Protection de l'environnement
- Radioprotection
- Garanties

Le neuvième domaine de sûreté, « Sécurité des sites », fait l'objet d'un rapport séparé et confidentiel. Une description détaillée des domaines de sûreté et de leurs programmes connexes se trouve à l'annexe A.

NOUVEAUTÉS EN 2008

Des changements ont été apportés au rapport sur les centrales nucléaires pour l'année 2008 afin de le rendre plus clair et que l'évaluation à l'appui repose davantage sur des processus. La nouvelle approche adoptée pour effectuer l'évaluation apporte des améliorations par rapport à celle suivie auparavant par la CCSN et s'appuie sur les meilleures pratiques adoptées par des organisations de pairs qui incluent, par exemple, les organismes de réglementation nucléaire des États-Unis, de la Grande-Bretagne et de la Finlande.

Cette année et pour les années à venir, la CCSN adopte une démarche de prise de décision en fonction du risque. L'expression « en fonction du risque » signifie qu'on tient compte du risque en matière de sûreté ainsi que d'autres facteurs – dont les règlements, les conditions des permis et le jugement professionnel – pour s'assurer que l'exploitation est effectuée de manière sûre. Cette approche permet de mieux intégrer toutes les observations faites au cours des années au moment de déterminer les cotes de rendement en matière de sûreté. Elle facilite également l'attribution aux centrales d'une cote globale ou « intégrée ». Pour en arriver à une cote intégrée des centrales, la CCSN a établi l'importance relative en matière de sûreté de chacun des domaines de sûreté (sauf la « Sécurité des sites ») afin de déterminer le coefficient de pondération de chacun en matière de rendement global de la centrale sur

le plan de la sûreté. Au fil du temps, l'utilisation d'une cote intégrée pour les centrales permettra à la CCSN de mieux identifier les tendances et d'en faire le suivi.

Un autre changement apporté cette année concerne l'abandon de publier des cotes distinctes pour les programmes et leur mise en œuvre. Les programmes sont évalués et une cote leur est attribuée dans le cadre du processus de demande de permis et ils sont alors approuvés par la CCSN. Ce processus est à nouveau suivi lorsqu'ils doivent être révisés pour tenir compte de nouvelles informations, des changements apportés aux normes et aux exigences réglementaires et de l'expérience d'exploitation. Pour cette raison, il n'est pas nécessaire de les évaluer chaque année. Les cotes séparées ont plutôt été remplacées, dans le présent rapport, par une seule cote de rendement en matière de sûreté.

Dans le rapport de cette année, de nouvelles appellations ont été utilisées pour les différents niveaux de cotation. Auparavant, le système de cotation utilisé dans les rapports sur les centrales nucléaires comportait cinq niveaux représentés par les lettres : A, B, C, D et E. Commençant avec le présent rapport, quatre niveaux seront utilisés et les cotes de rendement seront « Entièrement satisfaisant (ES) », « Satisfaisant (SA) », « Inférieur aux attentes (IA) » et « Inacceptable (IN) ».

Anciennes cotes	Nouvelles cotes
A Supérieur aux exigences	**ES** Entièrement satisfaisant
B Répond aux exigences	**SA** Satisfaisant
C Inférieur aux exigences	**IA** Inférieur aux attentes
D Très inférieur aux exigences	**IN** Inacceptable
E Inacceptable	

Une description complète des cotes de rendement se trouve à l'annexe B, mais afin de faciliter la lecture, en voici un bref sommaire :

Entièrement satisfaisant (ES) : Le rendement répond aux exigences et attentes de la CCSN ou les dépasse. L'objectif devrait demeurer l'atteinte de l'excellence.

Satisfaisant (SA) : Le rendement répond aux exigences et attentes de la CCSN. Des mesures correctives pourraient être requises.

Inférieur aux attentes (IA) : Le rendement s'est affaibli et il est devenu inférieur aux attentes ou les programmes ne respectent pas la lettre ou les objectifs des exigences de la CCSN. Des améliorations sont requises.

Inacceptable (IN) : Le rendement est inacceptable à un point tel que cela porte atteinte au rendement global de la centrale. Des mesures correctives sont requises immédiatement.

Globalement, les améliorations apportées à l'approche suivie pour préparer le rapport sur les centrales nucléaires permettent à la CCSN :

- de tenir pleinement compte de toutes les données relatives au rendement de la centrale et de son organisation au cours de toute l'année;
- d'intégrer d'une manière plus systématique et reproductible les observations;
- de déterminer des cotes de rendement en fonction du risque pour les programmes et les domaines de sûreté;
- de clarifier l'impact relatif des domaines de sûreté en établissant leur importance en fonction du risque;
- de déterminer une cote de rendement intégrée pour une centrale donnée;
- d'identifier plus facilement les tendances.

CONTENU DU RAPPORT

SECTION 1
Conformité et sûreté de l'exploitation des centrales nucléaires

Cette section est axée sur chacun des sites de centrales nucléaires et fournit des résultats détaillés de l'évaluation du rendement des domaines de sûreté et des programmes. Cette section présente les « fiches de rendement » de chacune des centrales.

SECTION 2
Observations générales

Cette section fait ressortir des questions et des observations d'importance s'appliquant à l'ensemble des centrales nucléaires. Elle comprend des sujets comme les questions de sûreté communes au secteur nucléaire, les nouvelles exigences d'octroi de permis, ou un événement ou une expérience de nature particulière ayant eu un impact sur un certain nombre de titulaires de permis de centrale nucléaire. On trouve également dans cette section des tableaux montrant la dose à la population due à chacune des centrales nucléaires et aux rejets dans l'environnement.

SECTION 3
Tendances des indicateurs de rendement

Cette section, nouvelle en 2008, présente les valeurs des indicateurs de rendement de la CCSN. Un indicateur de rendement donne une mesure d'un élément d'information important et utile sur le rendement d'un programme. Les indicateurs de rendement peuvent servir à étudier le rendement d'une centrale ou le rendement de toutes les centrales nucléaires au fil du temps.

SECTION 4
Conclusions

Cette section présente un sommaire des conclusions globales sur le rendement en matière de sûreté pour l'année 2008.

L'ANNEXE A donne les définitions des domaines de sûreté et des programmes.

L'ANNEXE B contient les définitions complètes des nouvelles cotes de rendement.

L'ANNEXE C offre un glossaire des termes techniques et spécialisés qui apparaissent en italique dans le rapport.

L'ANNEXE D donne la signification des sigles utilisés dans le présent rapport.

L'ANNEXE E décrit les faits saillants qui ont eu lieu aux centrales en 2008 ainsi que les activités de suivi pertinentes. Les événements et développements d'importance aux centrales ont été rapportés à la *Commission* par l'entremise de rapports sur les faits saillants sous forme de *documents aux commissaires*.

L'ANNEXE F, « Questions de sûreté relatives aux centrales CANDU » (auparavant Dossiers génériques ou « DG »), offre une description des questions de sûreté d'importance ainsi qu'un tableau des DG qui étaient ouverts en 2008.

L'ANNEXE G est nouvelle cette année et elle présente les doses reçues par les travailleurs à toutes les centrales nucléaires en 2008. Les tableaux indiquent la tendance sur une période de cinq ans (2004 à 2008) de la dose collective annuelle aux travailleurs à chacune des centrales. Ces données ont été regroupées de façon à montrer les doses collectives reçues lors d'opérations routinières comparativement aux doses reçues durant les arrêts, ainsi que la dose interne collective totale, la dose externe collective totale et la dose effective collective totale.

FIGURE 1 : EMPLACEMENT DES CENTRALES NUCLÉAIRES AU CANADA ET DONNÉES RELATIVES À CELLES-CI

Données relatives aux centrales							
Centrale	**Bruce-A**	**Bruce-B**	**Darlington**	**Pickering-A**	**Pickering-B**	**Gentilly-2**	**Point Lepreau**
Titulaire de permis	Bruce Power	Bruce Power	Ontario Power Generation	Ontario Power Generation	Ontario Power Generation	Hydro-Québec	Énergie nucléaire Nouveau-Brunswick
Nombre de tranches	4	4	4	2*	4	1	1
Capacité brute de production d'électricité par réacteur (en MW)	904	915	935	542	540	675	680
Entrée en service	1977	1984	1989	1971	1982	1983	1982
Expiration des permis	31/10/2009	31/10/2009	28/02/2009	30/06/2010	30/06/2013	31/10/2010	30/06/2011

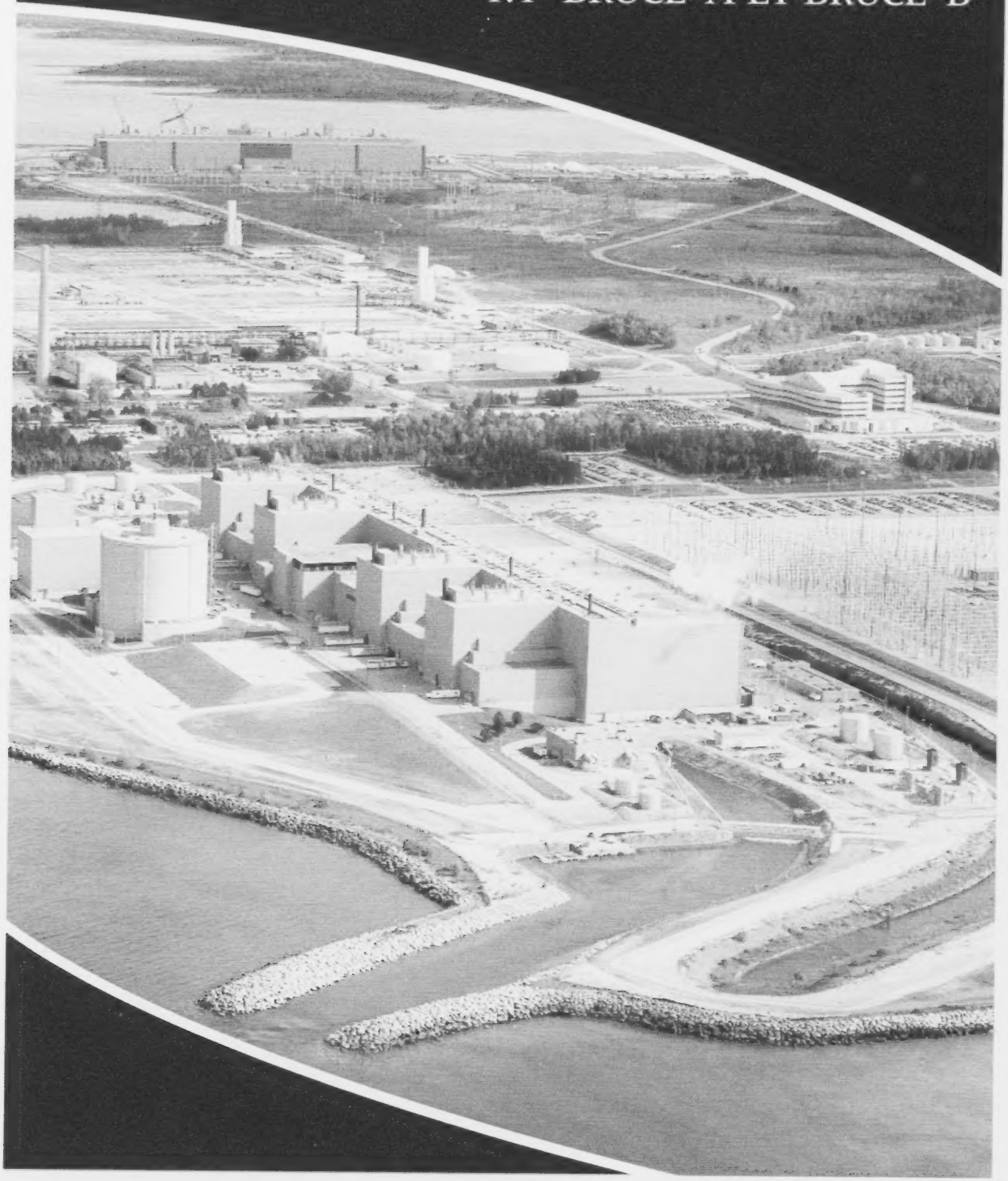
* deux autres tranches sont en état de conservation sûre à long terme

SECTION 1

CONFORMITÉ ET SÛRETÉ DE L'EXPLOITATION DES CENTRALES NUCLÉAIRES

La présente section est divisée par centrale, et pour chacune d'elles, on y trouve les cotes de rendement attribuées aux domaines de sûreté et aux programmes (à l'exception du domaine « sécurité des sites », tel que déjà mentionné).

1.1 BRUCE-A ET BRUCE-B



1.1 Bruce-A et Bruce-B

Le tableau 1 présente les cotes de rendement en matière de sûreté des centrales Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2008. Celles-ci ont été attribuées en suivant une approche qui tient compte du risque et qui intègre le jugement professionnel du personnel de la CCSN et les observations provenant de trois *inspections de type I* et 102 *inspections de type II*, d'activités de surveillance et de suivi ainsi que d'examens et d'évaluations documentaires. Pour l'année 2008, la cote intégrée des centrales Bruce-A et Bruce-B est « Entièrement satisfaisant ». Les définitions des cotes et un tableau donnant une comparaison entre l'ancien et le nouveau système d'attribution des cotes se trouvent à l'annexe B.

TABLEAU 1 : COTES DE RENDEMENT EN MATIÈRE DE SÛRETÉ DE BRUCE-A ET BRUCE-B EN 2008

Domaine de sûreté	**Cote de rendement**	
Programme	Bruce-A	Bruce-B
Exploitation	**SA**	**SA**
Gestion de l'organisation et de la centrale	SA	SA
Conduite des opérations	SA	SA
Santé et sécurité au travail (non radiologique)	ES	ES
Assurance du rendement	**SA**	**SA**
Gestion de la qualité	SA	SA
Facteurs humains	SA	SA
Formation, examen et accréditation	SA	SA
Conception et analyse	**SA**	**SA**
Analyse de sûreté	SA	SA
Question de sûreté	SA	SA
Conception	IA	SA
Aptitude fonctionnelle de l'équipement	**SA**	**SA**
Entretien	IA	IA
Intégrité structurale	SA	SA
Fiabilité	SA	SA
Qualification de l'équipement	SA	SA
Préparation aux situations d'urgence	**ES**	**ES**
Protection de l'environnement	**SA**	**SA**
Radioprotection	**SA**	**SA**
Sécurité des sites	**Réglementé**	**Réglementé**
Garanties	**ES**	**ES**
Cote intégrée de la centrale	ES	ES

Puisque l'exploitant, Bruce Power, a mis en place des programmes communs aux deux centrales du site Bruce, celles-ci sont traitées ensemble dans ce rapport. Cependant, la mise en œuvre de chacun des programmes peut varier entre Bruce-A et Bruce-B et, par conséquent, leur rendement est évalué séparément.

1.1.1 Exploitation

Les centrales Bruce-A et Bruce-B ont été exploitées de manière sûre en 2008. Dans le domaine de sûreté « Exploitation », les objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement ont été atteints aux deux centrales et les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué

de façon adéquate à l'exploitation sûre des centrales. La cote « Satisfaisant » a été attribuée à ce domaine de sûreté à Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2008.

1.1.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

Conformément à l'article 15 du *Règlement général sur la sûreté et la réglementation nucléaires*, les titulaires de permis doivent faire rapport à la CCSN de tout changement à la structure organisationnelle. Compte tenu de l'examen des rapports reçus, le personnel de la CCSN n'a pas décelé de problèmes dans les changements apportés à l'organisation de Bruce Power en 2008.

Tout au long de l'année 2008, le rendement de Bruce Power en matière de gestion était conforme aux exigences de la série de normes N286.0 à N286.7 de l'Association canadienne de normalisation (CSA). Cela comprend notamment les caractéristiques d'un leadership adéquat et des améliorations requises de façon continue afin d'atteindre et de maintenir un rendement plus élevé. Depuis 2006, Bruce Power a entrepris un programme de comparaison du rendement dans tous les domaines clés par rapport aux meilleurs rendements dans les centrales nucléaires. Ses efforts se sont traduits par la mise en œuvre d'un plan d'amélioration dans plusieurs domaines. Bruce Power a tenu le personnel de la CCSN au courant des résultats de cette comparaison. La demande de renouvellement du permis d'exploitation des centrales Bruce-A et Bruce-B reçue en juillet 2008 comprenait également des plans de transition visant à se conformer aux normes les plus modernes en matière de gestion.

Le rendement de ce programme est jugé « Satisfaisant » à Bruce-A et Bruce-B.

1.1.1.2 Conduite des opérations

Trois arrêts forcés, deux déclenchements, deux *reculs rapides de puissance* et quatre *baisses contrôlées de puissance* ont eu lieu à Bruce-A en 2008. Six arrêts forcés, trois *reculs rapides de puissance* et deux *baisses contrôlées de puissance* ont eu lieu à Bruce-B. Les *reculs rapides de puissance* et les *baisses contrôlées de puissance* sont des diminutions de la puissance de façon contrôlée qui sont impulsées par le système de régulation du réacteur. Aucune *défaillance grave de système fonctionnel* n'a eu lieu aux deux centrales.

Une brève description des événements considérés est fournie ci-après.

Bruce-A – tranche 3

- Le 3 mars 2008 : (*baisse contrôlée de puissance*) Une *baisse contrôlée de puissance* s'est produite après qu'un panneau ait été enlevé afin de remplacer un fusible défectueux.
- Le 24 mars 2008 : (*baisse contrôlée de puissance*) Pendant un essai régulier, une barre d'arrêt a été insérée dans le cœur, tombant d'une distance équivalant au quart de la distance totale. L'opérateur a alors entrepris des actions pour retirer la barre et une *baisse contrôlée de puissance* s'est produite.
- Le 19 novembre 2008 : (*déclenchement*) Une erreur humaine a entraîné l'entrée de l'alarme « bas débit du système caloporteur » du système d'arrêt d'urgence (SAU) n° 1, occasionnant son déclenchement intempestif et l'insertion dans le cœur de toutes les barres d'arrêt.
- Le 9 décembre 2008 : (*recul rapide de puissance*) Une fuite d'huile d'étanchéité du côté coquille d'un échangeur de chaleur a entraîné une basse pression d'huile et l'opérateur a déclenché la turbine manuellement. Par conséquent, de l'huile s'est donc répandue sur le plancher du bâtiment turbine et elle a été rapidement nettoyée. Une fuite à l'environnement d'une petite quantité d'huile s'est produite. Bruce Power a installé des barrages flottants dans le canal de renvoi afin de retenir l'huile et elle n'a pas détecté la présence d'huile sur les plages ou dans le lac.
- Le 23 décembre 2008 : (*baisse contrôlée de puissance*) Au cours d'un rechargement régulier, une *baisse contrôlée de puissance* s'est produite et la puissance du réacteur a baissé de 0,7 %.

Bruce-A – tranche 4

- Le 1er février 2008 : (déclenchement) Alors qu'une chaîne était désactivée à des fins d'essai, une alarme intempestive indiquant un taux logarithmique élevé du flux neutronique a été reçue sur

une autre chaîne du SAU n° 2, entraînant ainsi un déclenchement suivi d'un empoisonnement du réacteur.

- Le 7 septembre 2008 : Arrêt forcé dû à une fuite du refroidisseur d'huile du palier de support.

Bruce-B – tranche 5

- Le 23 février 2008 : (arrêt forcé) La machine à chargement étant coincée sur la face du réacteur, la tranche a été mise à l'arrêt afin de pouvoir dégager la machine à chargement du canal.
- Le 28 avril 2008 : (*baisse contrôlée de puissance*) Une défaillance de l'ordinateur de contrôle ayant entraîné une baisse de la puissance du réacteur, l'opérateur a effectué un arrêt manuel du réacteur, ce qui constitue un arrêt forcé.

Bruce-B – tranche 6

- Le 6 octobre 2008 : (*recul rapide de puissance*) Un défaut de l'alternateur a occasionné un déclenchement de la turbine, ce qui a entraîné un recul rapide de la puissance automatique et une baisse contrôlée de la puissance par suite des variations du flux.

Bruce-B – tranche 7

- Le 23 mai 2008 : (arrêt forcé) Un transitoire s'est produit sous l'effet de l'arrêt d'un ordinateur de contrôle et la puissance du réacteur a été diminuée, entraînant ainsi un arrêt forcé.
- Le 6 juin 2008 : (*baisse contrôlée de puissance*) En conséquence des indications erronées du niveau des barres liquides, la marge au déclenchement était faible et les opérateurs ont donc baissé manuellement la puissance du réacteur de 3 %.
- Le 8 juillet 2008 : (*recul rapide de puissance*) Un petit feu sur le transformateur de la pompe n° 4 du système caloporteur a entraîné l'arrêt du transformateur et de la pompe. Un recul rapide de la puissance a eu lieu automatiquement. Les opérateurs ont arrêté le réacteur manuellement.

Bruce-B – tranche 8

- Le 26 janvier 2008 : (arrêt forcé) Un ordinateur de contrôle s'est arrêté et la puissance du réacteur a diminué de 15 %. La tranche a été mise à l'arrêt afin de procéder à une enquête.
- Le 14 août 2008 : (*recul rapide de puissance*) Alors que des travaux d'entretien régulier étaient en cours, un contrôleur de niveau a fait défaut. Cela a occasionné une hausse des niveaux des réservoirs des séparateurs d'humidité et un déclenchement automatique de la turbine. Ce déclenchement a entraîné un *recul rapide de puissance* automatique.

Pour chacun de ces événements, Bruce Power a effectué soit une enquête sur les causes fondamentales ou une évaluation pour déterminer les causes apparentes et a mis en œuvre des mesures correctives appropriées.

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection au sujet du déclenchement du SAU n° 1 de la tranche 3 à Bruce-A. Afin de faciliter le suivi de l'avis d'action émis après cette inspection, on en a fait l'objet d'un *point à régler*. Des informations additionnelles au sujet de cet événement sont disponibles à l'annexe E. Aucune mesure d'application réglementaire n'a été prise à l'égard de Bruce Power en conséquence des autres événements.

Deux arrêts prévus ont eu lieu à Bruce-A : un au printemps et l'autre à l'automne; et deux autres à Bruce-B : un à l'hiver et l'autre au printemps. Globalement, lors des arrêts, la mise en œuvre des activités, la gestion des travaux et la sûreté répondaient aux exigences.

En 2008, en plus d'activités de surveillance et de suivi, d'examens et d'évaluations documentaires et de réunions avec le titulaire de permis, le personnel de la CCSN a effectué 102 *inspections de type II* aux centrales Bruce-A et Bruce-B. En se fondant sur ces activités, la cote « Satisfaisant » a été attribuée au programme « Conduite des opérations » à Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2008.

1.1.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

Nombre de blessures entraînant une perte de temps rapportées par le titulaire de permis :	0
Fréquence des accidents (FA) :	0
Taux de gravité des accidents (TGA) :	0

La FA et le TGA sont des indicateurs de rendement inclus aux rapports soumis par le titulaire de permis conformément aux exigences de la norme S-99[1]. Comparativement à d'autres secteurs de l'industrie, cette fréquence et ce taux sont demeurés très bons à Bruce-A et Bruce-B en 2008.

En 2008, Bruce Power a commencé la transition du système international de cotation en matière de sécurité au travail au système de gestion de la santé et de la sécurité au travail, SGSST 18001. Bruce Power a dépassé 10 millions d'heures de travail sans une blessure grave entraînant une perte de temps.

Le personnel de la CCSN juge que les conditions et pratiques de travail procurent un niveau élevé de santé et sécurité au travail pour le personnel à Bruce-A et Bruce-B et a attribué la cote « Entièrement satisfaisant » à ce programme aux deux centrales.

1.1.2 Assurance du rendement

À Bruce-A et Bruce-B, le domaine de sûreté « Assurance du rendement » a atteint en 2008 les objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement. Pour ce domaine de sûreté, la cote « Satisfaisant » a été attribuée aux deux centrales.

1.1.2.1 Gestion de la qualité

Bruce Power a achevé en décembre 2007 la mise en œuvre de son système de gestion (Manuel du système de gestion). En 2008, conformément à sa philosophie d'amélioration continue, Bruce Power a continué d'effectuer de façon approfondie des examens à l'interne et des comparaisons à l'externe des programmes et processus qui constituent le système de gestion.

En 2008, l'évaluation du programme « Gestion de la qualité » de Bruce-A effectuée par le personnel de la CCSN a porté une attention particulière aux travaux effectués par Bruce Power dans le cadre du redémarrage des tranches 1 et 2. Au cours de l'année, un certain nombre d'inspections ont porté sur des aspects de la norme N286 de la CSA liés au processus devant être suivi pour la remise en service. Les inspections ont révélé que, tout au long de l'année, Bruce Power a amélioré, ajusté et renforcé le processus de façon continue. Le processus étant mieux défini, les inspections de suivi subséquentes ont permis d'observer que les problèmes identifiés au début de l'année avaient été réglés. Par conséquent, la cote « Satisfaisant » a été attribuée au programme « Gestion de la qualité » à Bruce-A pour l'année 2008.

À Bruce-B, le personnel de la CCSN a évalué la conformité en général. Les inspections ont porté sur la chaîne d'approvisionnement et le respect des procédures. On a constaté que certains aspects de moindre importance en matière de sûreté nécessitaient des améliorations. Bruce Power a continué à réaliser des progrès au chapitre de la mise en œuvre des activités visant l'amélioration des processus et des documents et a achevé des actions requises par suite d'une inspection de l'année précédente. La cote « Satisfaisant » est également attribuée au programme « Gestion de la qualité » à Bruce-B pour l'année 2008.

1.1.2.2 Facteurs humains

Aux centrales de Bruce, la CCSN a observé au cours des quatre dernières années une tendance à l'amélioration au chapitre des dérogations aux exigences relatives à l'effectif minimal par quart.

[1] Norme d'application de la réglementation S-99 de la CCSN, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires*

Le personnel de la CCSN a également examiné l'enquête sur les causes fondamentales de l'indisponibilité de niveau 1 du système de refroidissement d'urgence du cœur (voir l'annexe E) et l'a jugé acceptable.

À la lumière des résultats des évaluations portant sur ce programme, la cote « Satisfaisant » a été attribuée au programme « Facteurs humains » à Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2008.

1.1.2.3 Formation, examen et accréditation

Globalement, la CCSN juge que le nombre de travailleurs qualifiés pour effectuer les activités autorisées est suffisant à Bruce-A et Bruce-B. La cote « Satisfaisant » est attribuée au programme « Formation, examen et accréditation » à Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2008.

Formation
Le personnel de la CCSN a effectué en novembre 2008 une *inspection de type II* portant sur l'exécution de tâches sous supervision (apprentissage sous supervision) pour les chefs de quart de salle de commande à Bruce-A et il a conclu que Bruce Power répondait aux attentes de la CCSN.

Un rapport d'une *inspection de type I* du programme de formation des opérateurs de Bruce-B qui ne sont pas accrédités a également été diffusé en 2008. Bien que le rapport fasse mention de la grande qualité des plans de leçons et du matériel de formation, il soulève également un nombre de lacunes qui ont nécessité six avis d'action. Bruce Power a soumis en décembre 2008 un plan d'action pour corriger ces lacunes. Le personnel de la CCSN examine présentement ce plan.

Les dossiers de cinq inspections de programme de formation (effectuées en 2005 et 2006) ont été fermés en juin 2008 après que le personnel de la CCSN se soit assuré que Bruce Power ait mis en œuvre, à sa satisfaction, toutes les mesures correctives.

Examen et accréditation
Le taux de réussite global de Bruce Power aux examens d'accréditation en 2008 était 91,8 %. Celui à Bruce-A était 94 %, alors que celui à Bruce-B était 90,6 %. La moyenne de toutes les centrales nucléaires était 94,3 %. Globalement, le personnel de la CCSN juge que les résultats sont acceptables, bien que le taux à Bruce-B soit un peu plus bas que la moyenne.

Bruce Power soumet des mises à jour de son plan de dotation des postes d'opérateur accrédité tous les six mois. Ce plan vise à s'assurer que Bruce Power dispose d'un nombre suffisant de personnes accréditées à toutes les tranches. Les plans de dotation les plus récents montrent un progrès continu dans le nombre de personnes accréditées disponibles.

En 2007, le taux de réussite aux examens d'accréditation sur simulateur à Bruce-A était inférieur aux attentes. Le personnel de la CCSN se préoccupait de l'impact négatif que cela pouvait avoir sur la disponibilité du nombre d'opérateurs de salle de commande nécessaire pour combler l'effectif requis en vue du redémarrage des tranches 1 et 2. Par conséquent, la CCSN a demandé à Bruce Power d'effectuer une analyse des causes du taux anormalement faible de réussite des candidats et d'en soumettre les résultats, incluant un plan d'action afin de prévenir une répétition d'un tel taux.

Bruce Power a soumis en mars 2008 l'information pertinente demandée dans un document intitulé *Tableau de la situation relative au dossier d'état de la centrale B-2007-15058 et le rapport connexe sur les causes apparentes*. Ce rapport mentionnait trois causes apparentes des mauvais résultats aux examens et quatre facteurs qui y contribuent. Les causes apparentes étaient :

1. Des problèmes de dotation du personnel préposé à la formation du personnel accrédité (un manque d'instructeurs qualifiés pour la formation sur simulateur)
2. Des lacunes au chapitre de la diffusion de la formation sur simulateur (des lacunes des plans d'enseignement sur les habiletés au simulateur, des classes trop nombreuses)
3. Des problèmes se rapportant aux candidats (les candidats d'expérience représentent un défi aux chapitres de l'acceptation de l'encadrement et de l'assimilation des leçons tirées de l'expérience, et de l'utilisation du matériel de formation sur les systèmes de la centrale et l'exploitation intégrée de la centrale découlant de l'application de l'*approche systématique à la formation*)

Bruce Power a présenté une série d'activités, au nombre de 24, pour éliminer les causes apparentes et tenir compte des facteurs en question. On a conclu qu'au 31 mars 2008, 17 de ces activités étaient complétées. Le personnel de la CCSN juge que les progrès dans ce dossier sont satisfaisants.

Comme il a été mentionné à la section 2.2.3, plusieurs activités en 2008 portaient sur le processus indépendant d'examen initial menant à l'accréditation puisque la CCSN et les titulaires de permis de centrale nucléaire s'employaient à transférer à ces derniers la responsabilité de l'administration des examens d'accréditation initiale. Ce projet nécessite de la part des titulaires de permis d'élaborer et de documenter de nouveaux processus, et du personnel de la CCSN de définir et mettre en œuvre les activités de conformité et les inspections nécessaires pour s'assurer de l'efficacité des nouveaux processus. Le tribunal de la *Commission* a approuvé en janvier 2009 le transfert à Bruce Power des examens d'accréditation initiale.

1.1.3 Conception et analyse

Dans le domaine de sûreté « Conception et analyse », les objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement ont été atteints à Bruce-A et Bruce-B et les programmes de ce domaine ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre des centrales nucléaires en 2008. Les examens effectués par le personnel de la CCSN ont permis de conclure que le titulaire de permis continue de répondre de façon satisfaisante aux nouvelles questions de conception et de sûreté soulevées. La cote « Satisfaisant » est attribuée à ce domaine de sûreté, à Bruce-A et à Bruce-B.

1.1.3.1 Analyse de sûreté

Globalement, à Bruce-A et Bruce-B, le programme « Analyse de sûreté » répondait aux attentes de la CCSN et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2008. Une mise à jour des questions reportées des années antérieures est présentée ci-après.

Mise à jour du rapport de sûreté
Les permis d'exploitation des centrales nucléaires Bruce-A et Bruce-B exigent que leur *rapport de sûreté* respectif soit mis à jour tous les trois ans afin de s'assurer que les documents reflètent en tout temps la conception et l'exploitation actuelles des centrales ainsi que les modifications apportées à l'analyse de la sûreté. Bruce Power a soumis des mises à jour de la section 3 (Analyse d'accidents) des *rapports de sûreté* de Bruce-A et Bruce-B. Le personnel de la CCSN examine présentement ces mises à jour.

Impact du vieillissement de la centrale sur le rapport de sûreté
Cette question, commune aux titulaires de permis Bruce Power et Ontario Power Generation (OPG), est décrite en détail à la section 2.3.1 « Méthode améliorée d'analyse de la protection contre les surpuissances neutroniques ». Le personnel de la CCSN examine présentement cette nouvelle méthode afin de s'assurer que les seuils de déclenchement sur surpuissance neutronique choisis pour certains événements et que le programme de conformité et de surveillance à l'appui sont adéquats et suffisamment solides. De plus, un groupe d'experts techniques indépendants a été mis sur pied en 2008 afin d'examiner des éléments probabilistes de la nouvelle méthode. Le rapport final de ce groupe est attendu en mai 2009 et la CCSN prévoit terminer son examen final à la fin de 2009.

Évaluation probabiliste des risques
Les modèles servant à l'évaluation probabiliste des risques à Bruce-A couvrant les différentes conditions normales de fonctionnement de la centrale n'ont pas atteint un niveau de réalisme permettant de satisfaire aux attentes de la CCSN. Cependant, l'examen de haut niveau effectué n'a pas soulevé d'inquiétudes majeures. Le personnel de la CCSN s'attend qu'à l'avenir Bruce Power mette en application ses propres recommandations lorsque des mises à jour seront apportées aux modèles.

Le modèle servant à l'évaluation des risques à Bruce-B lorsque la centrale en service a été mis à jour et amélioré afin de s'assurer qu'il est représentatif de la configuration actuelle de la centrale. Bruce Power élabore également des modèles conviviaux afin de faciliter l'application des études probabilistes de sûreté à l'appui de la prise de décisions à la centrale. En 2008, Bruce Power a soumis un rapport d'étape sur la mise à jour entreprise en 2007 ainsi que la version électronique d'un modèle. Le personnel de la CCSN examine présentement ces mises à jour.

VÉRIFICATION DE LA PORTE DE CONFINEMENT POUR S'ASSURER QUE LES JOINTS SONT GONFLÉS ET QU'ILS SONT ÉTANCHES.

1.1.3.2 Questions de sûreté

Le personnel de la CCSN a évalué le progrès réalisé par les entreprises du secteur des centrales nucléaires CANDU et les compagnies d'électricité propriétaires de telles centrales relatif à la résolution des dossiers génériques (DG). À cette fin, Bruce Power a poursuivi ses activités, incluant sa participation aux efforts du secteur.

Les DG 88G02, 95G02 et 06G01 ont été fermés pour Bruce Power en 2008. Une brève description de chacun des DG non résolus ainsi que la date prévue de résolution se trouvent à l'annexe F.

La cote « Satisfaisant » est attribuée à ce programme pour l'année 2008, à Bruce-A et Bruce-B.

1.1.3.3 Conception

Parce que toutes les tranches ont été arrêtées et vidées de leur combustible de 1997 à 1998, un certain nombre de problèmes hérités ayant trait à la gestion de la configuration existent à Bruce-A. Conséquemment, les dessins de conception, la classification des systèmes et les documents

d'enregistrement n'ont pas été tenus à jour de façon à refléter l'état actuel de fonctionnement de la centrale.

Afin de rendre les tranches 3 et 4 conformes aux conditions du permis, Bruce Power a soumis un plan de mesures correctives à l'égard de l'enregistrement des systèmes sous pression. La documentation d'exploitation ayant trait aux actions en chantier a été mise à jour; cependant, en ce qui concerne l'enregistrement de l'information, ce travail progresse plus lentement que prévu initialement. Le personnel de la CCSN fait un suivi de la mise en œuvre du plan de mesures correctives. Bruce Power a l'intention de se prévaloir des dispositions de la nouvelle norme N285.0-06 de la CSA en adoptant un plan de transition, ce qui va aider à terminer l'enregistrement de certains anciens systèmes pour les tranches 1 à 4.

Conformément aux conditions du permis actuel, environ 40 de ces systèmes pour les tranches 1 et 2 doivent être enregistrés. Le personnel de la CCSN a indiqué à Bruce Power qu'elle doit mettre à jour la liste de la catégorie des systèmes sous pression avant le redémarrage des tranches 1 et 2. Afin de régler ces questions, Bruce Power met présentement en œuvre un plan de mesures correctives axé sur l'enregistrement. Il est prévu que cela sera terminé au milieu de l'année 2009.

Le personnel de la CCSN a effectué en 2008 un examen exhaustif du programme de protection contre l'incendie. Certains problèmes mineurs ont été décelés, mais l'on estime que le programme est adéquat.

En raison du retard dans la résolution des problèmes hérités en matière de gestion de la configuration, la cote « Inférieur aux attentes » est attribuée au programme « Conception » à Bruce-A pour l'année 2008. La cote « Satisfaisant » est attribuée au rendement dans ce domaine à Bruce-B.

1.1.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au domaine de sûreté « Aptitude fonctionnelle de l'équipement » pour l'année 2008 à Bruce-A et Bruce-B. Globalement, ce domaine de sûreté répond aux exigences et attentes en matière de rendement de la CCSN, cependant, le programme « Entretien » continue à causer des problèmes à Bruce-A et il est également devenu un problème à Bruce-B.

1.1.4.1 Entretien

Bruce Power a effectué un examen de ses pratiques relatives à la fiabilité de l'équipement en comparaison des meilleures pratiques du secteur nucléaire et du rendement en 2006 et 2007. L'examen a permis d'identifier plusieurs possibilités d'amélioration et la direction a décidé conséquemment de mettre en œuvre les processus, programmes et mesures efficaces en matière de fiabilité de l'équipement que les chefs de file du secteur nucléaire utilisent. Les plans de mise en œuvre ont fait l'objet de discussions entre Bruce Power et le personnel de la CCSN en décembre 2007. Il a été mentionné entre autres que les arriérés de l'entretien correctif et de l'entretien facultatif augmenteraient au fur et à mesure que Bruce Power chercherait à améliorer les résultats de l'entretien préventif. Cette prévision reposait sur l'expérience du secteur nucléaire qui a démontré que même si un programme d'entretien préventif pleinement efficace diminuait les besoins en entretien correctif, il y aurait un délai avant que ces résultats ne se manifestent. L'adoption par le secteur nucléaire de définitions normalisées pour l'entretien correctif et l'entretien facultatif a occasionné au début de 2008 une augmentation soudaine du nombre d'arriérés correspondants. Des inspections ont permis de confirmer qu'à la fin de 2008 les valeurs de ces retards n'étaient pas revenues à ce qu'elles étaient auparavant. En fait, une *inspection de type II* de l'arriéré de l'entretien à Bruce-A et Bruce-B a révélé qu'au début de 2008 la quantité de problèmes d'entretien dans la plupart des indicateurs d'arriéré avait plus que doublé à Bruce-A.

Plusieurs moyens de surveillance du rendement sont en place et le système de suivi semble être valable, cependant, l'information examinée montre une tendance négative. Les tendances des arriérés de l'entretien correctif et de l'entretien facultatif sont aussi en hausse à Bruce-B. À en juger par le nombre de cas ayant un impact sur le bon fonctionnement des systèmes, il existe une probabilité croissante d'un effet négatif sur le rendement global de la centrale.

Par suite de l'inspection portant sur les retards accumulés, un *point à régler* a été ouvert concernant la demande faite à Bruce Power de soumettre un plan d'action pour réduire ces arriérés et de s'assurer qu'ils sont toujours conformes à la condition du permis à ce sujet.

Dans sa réponse initiale, Bruce Power décrivait certaines des améliorations apportées comme la concentration des ressources à l'achèvement des travaux d'entretien préventif. Bruce Power a souligné que ces initiatives ont permis d'améliorer le taux global de réalisation des travaux d'entretien préventif (de 50 % à 82 %) et de maintenir un taux de réalisation des travaux d'entretien préventif obligatoires ou relevant du permis continuellement au-dessus de 99 %. Bruce Power a également donné l'assurance qu'elle demeurait conforme aux exigences du permis. Le personnel de la CCSN a demandé des informations additionnelles sur l'impact de l'arriéré sur la sûreté et que Bruce Power soumette formellement son plan visant à réduire le retard accumulé ainsi que des mises à jour sur les progrès réalisés tous les trimestres.

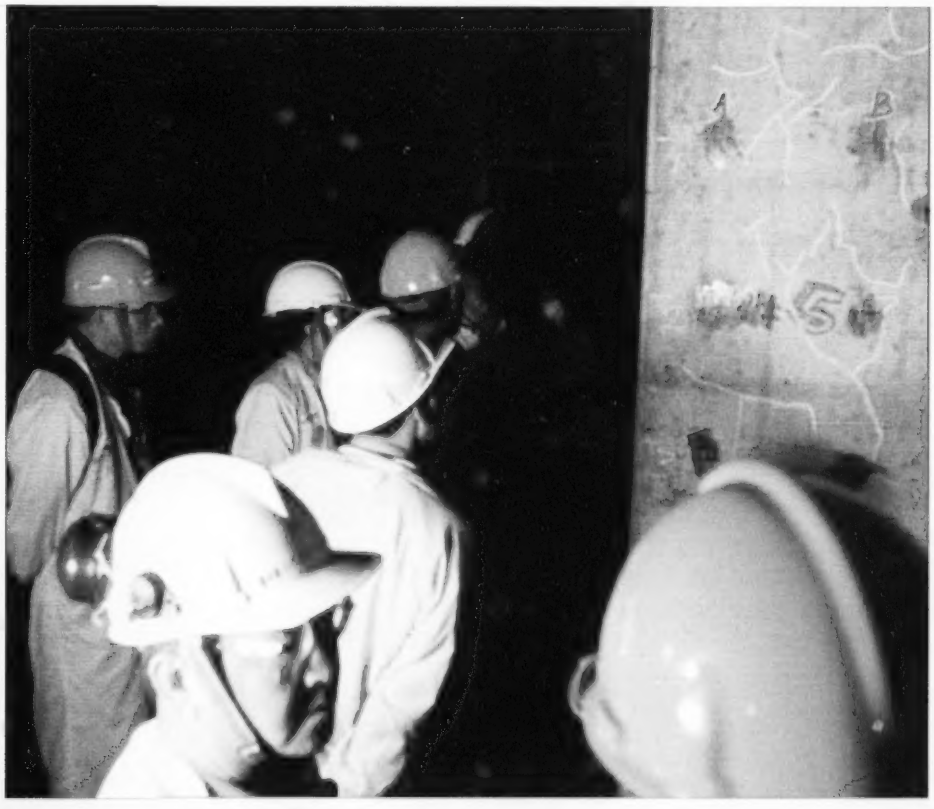
Le personnel de la CCSN en fonction à la centrale Bruce-A a également effectué plusieurs *inspections de type II* de portée générale sur le terrain, incluant des tournées régulières en compagnie du directeur de l'entretien de Bruce Power. Tout au long des différentes inspections, l'on a observé que la réalisation des travaux d'entretien dans des délais raisonnables constituait un problème.

En raison de ces observations, la cote « Inférieur aux attentes » a été attribuée à ce programme à Bruce-A et Bruce-B.

1.1.4.2 Intégrité structurale

Bruce Power effectue des inspections périodiques à Bruce-A et Bruce-B conformément au programme d'inspections périodiques de la centrale et des normes N285.4, *Inspection périodique des composants des centrales nucléaires CANDU* et N285.5, *Inspection périodique des composants du confinement des centrales nucléaires CANDU*, de la CSA. Les rapports des inspections sont soumis de façon continue au personnel de la CCSN pour examen et approbation.

LES INSPECTEURS SURVEILLENT L'INTÉGRITÉ STRUCTURALE D'UN BÂTIMENT SOUS VIDE.



En 2008, Bruce Power a effectué aux tranches 3 et 4 de Bruce-A des inspections prescrites par les normes N285.4 et N285.5. Les rapports des inspections prescrites par la norme N285.4 soumis par Bruce Power répondaient aux exigences des normes de la CSA. Pour ce qui est des composants du confinement relevant de la norme N285.5, certains résultats négatifs ont été enregistrés aux tranches 3 et 4. Un *point à régler* a été ouvert concernant la demande faite à Bruce Power de soumettre la justification qui, sur le plan technique, démontre que, tenant compte des exigences de la norme N285.5, les résultats des inspections sont acceptables.

Bruce Power a effectué aux tranches 0 et 7 de Bruce-B des inspections prescrites par la norme N285.5. Le personnel de la CCSN a jugé que les rapports d'inspection soumis par Bruce Power étaient acceptables et répondaient aux exigences de la norme N285.5.

En ce qui concerne l'évaluation de l'aptitude fonctionnelle des canaux de combustible à Bruce-A et Bruce-B, le personnel de la CCSN a jugé que Bruce Power avait effectué toutes les inspections conformément aux exigences applicables et selon la proposition dans le plan de gestion du cycle de vie des canaux de combustible de Bruce Power. De plus, il a conclu que Bruce Power avait traité les questions soulevées par les inspections conformément aux lignes directrices en matière d'aptitude fonctionnelle approuvées par la CCSN.

Au cours des arrêts à Bruce-A et Bruce-B en 2008, des inspections de *tuyaux d'alimentation* ont été effectuées tel que prévu dans les plans de gestion du cycle de vie des *tuyaux d'alimentation*. Des évaluations techniques se fondant sur les résultats des inspections ont permis de confirmer que les *tuyaux d'alimentation* aux centrales de Bruce sont en bon état.

En juillet 2008, le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type II* des programmes d'inspections périodiques à Bruce-B. Il a conclu que la mise en œuvre de ces programmes par le titulaire de permis répondait aux exigences, mais certains points négatifs ont été observés. Le personnel de la CCSN fait le suivi de ces questions à l'aide de deux *points à régler*.

En 2008, le personnel de la CCSN a examiné des rapports d'inspections effectuées au cours d'arrêts des tranches 3, 4, 5, 7 et 8 dans le cadre du programme de gestion du cycle de vie des générateurs de vapeur. Il semble qu'on ait décelé certains problèmes de dégradation des tubes des *générateurs de vapeur* des tranches 3 et 4. Cependant, les taux de dégradation sont prévus raisonnablement par des modèles utilisés par Bruce Power et il est toujours possible de contrôler le mécanisme de dégradation. Bruce Power a apporté des changements à sa procédure d'isolation des générateurs de vapeur lors des arrêts et les premiers résultats montrent que cette initiative a réussi à arrêter la dégradation. De plus, Bruce Power a déployé d'importants efforts de recherche afin de mieux caractériser le mécanisme de dégradation, celui-ci constituant le facteur déterminant de la poursuite de l'exploitation de la tranche 4.

Le personnel de la CCSN a également examiné les rapports trimestriels d'exploitation et ceux concernant les enveloppes sous pression soumis conformément à la norme S-99. Dans la plupart des cas, les conséquences des fuites minuscules, des fissures, de la corrosion et des bris d'appui survenus en 2008 étaient minimes et Bruce Power a pris des mesures appropriées pour tenir compte de la dégradation décelée. Plusieurs observations avaient trait à la dégradation des enveloppes sous pression. Bruce Power s'est engagée à prendre trois mesures concernant deux des principaux problèmes à Bruce-A et le problème principal à Bruce-B.

En fonction de ces résultats, la cote « Satisfaisant » est attribuée au programme « Intégrité structurale » à Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2008.

1.1.4.3 Fiabilité

Bruce Power doit établir et mettre en œuvre un programme de fiabilité conforme aux exigences de la norme d'application de la réglementation S-98 de la CCSN, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires*. Bruce Power a soumis formellement son programme de fiabilité pour examen par la CCSN en juin 2008. Globalement, le personnel de la CCSN a jugé que le programme de fiabilité de Bruce Power, qui consiste en différents programmes et procédures, avait été bien conçu.

Le suivi se rapportant à une *inspection de type I* de la collecte et du traitement des données de fiabilité à Bruce-A et Bruce-B a révélé que les progrès réalisés par Bruce Power pour résoudre les lacunes identifiées n'étaient pas suffisants. Bruce Power avait retardé ce projet afin d'effectuer sa transition à la dernière version de son système intégré de gestion de l'information (Passport v10). Le personnel de la CCSN a jugé que ce délai était acceptable, mais va effectuer une visite de suivi au site de Bruce afin de vérifier les progrès réalisés dans la mise en œuvre des actions requises.

À la lumière des rapports trimestriels soumis conformément à la norme S-99, l'indisponibilité de deux systèmes importants pour la sûreté excédait en 2008 l'objectif visé :

- Système d'injection d'urgence du caloporteur
  Indisponibilité : 1,317 x 10^{-1} ans/an (objectif : 1,0 x 10^{-3} ans/an)
- Groupe électrogène d'urgence
  Indisponibilité : 8,55 x 10^{-2} ans/an (objectif : 1,0 x 10^{-2} ans/an)

En mars 2008, il s'est produit une défaillance de niveau 1 du système d'injection d'urgence du caloporteur à la tranche 6 de Bruce-B. De plus amples renseignements au sujet de cet événement sont disponibles à l'annexe E. Il a fallu sept heures avant que la défaillance ne soit détectée. Par conséquent, il est probable que l'objectif relatif à l'indisponibilité du système pour l'année entière ne sera pas atteint. Le personnel de la CCSN a examiné *l'analyse des causes fondamentales* effectuée par Bruce Power et a soulevé quelques inquiétudes mineures qui sont en voie d'être résolues dans le cadre de discussions avec Bruce Power.

Le 29 septembre 2008, on a découvert qu'une sortie de secours donnant accès à la salle de commande secondaire ne fonctionnait pas. Cette sortie fait partie du trajet protégé entre la salle de commande principale et la salle de commande secondaire devant être empruntée en cas de séismes ou de ruptures de conduites de vapeur principales. Néanmoins, la salle de commande secondaire est demeurée accessible de l'extérieur de la centrale. Les délais encourus pour effectuer les réparations ont entraîné une hausse importante de l'indisponibilité réelle et opérationnelle du groupe électrogène d'urgence qui est 8,5 x 10^{-2} ans/an, soit huit fois plus élevée que l'objectif fixé dans le permis. La CCSN a examiné les mesures correctives prises par Bruce Power et les a jugées acceptables.

À part ces deux systèmes, tous les autres systèmes importants pour la sûreté ont atteint leurs objectifs, à Bruce-A et Bruce-B.

En se fondant sur les résultats des évaluations effectuées en 2008, la cote « Satisfaisant » a été attribuée dans ce domaine à Bruce-A et Bruce-B.

1.1.4.4 Qualification de l'équipement

Des *inspections de type I* (effectuées en 2005) du programme de *qualification environnementale* (QE) à Bruce-A et Bruce-B avaient permis de conclure que les programmes et leur mise en œuvre respectaient l'intention des critères d'acceptation de la CCSN. Le personnel de la CCSN a émis quatre *avis d'action* à la suite de l'inspection à Bruce-A et un autre à la suite de l'inspection à Bruce-B. Tous les problèmes soulevés lors de l'inspection, sauf un, ont été résolus à la satisfaction de la CCSN.

La cote « Satisfaisant » est attribuée à ce programme, à Bruce-A et Bruce-B.

1.1.5 Préparation aux situations d'urgence

En 2008, la préparation aux situations d'urgence à Bruce-A et Bruce-B répondait et, sur certains points, était même supérieure aux objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement. En se fondant sur les évaluations de ce domaine de sûreté effectuées par le personnel, la cote « Entièrement satisfaisant » a été attribuée aux deux centrales.

En avril 2008, le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type II* de l'exercice général d'intervention en cas d'urgence à Bruce-B. Aucun *point à régler* n'a été signalé à la suite de cette inspection.

Le personnel de la CCSN a effectué en septembre 2008 une *inspection de type I* du programme de préparation aux situations d'urgences nucléaires à Bruce-A et Bruce-B. Cette inspection a permis au personnel de conclure que le programme et sa mise en œuvre répondent aux attentes du guide d'application de la réglementation G-225 de la CCSN, *Planification d'urgence dans les installations nucléaires de catégorie I, les mines d'uranium et les usines de concentration d'uranium*, et sont supérieurs aux exigences en matière de préparation aux situations d'urgence et de capacité d'intervention.

Le personnel a également examiné les rapports d'événements ayant trait à la préparation aux situations d'urgence survenues à Bruce-A et Bruce-B et devant être déclarés et il n'a décelé aucun problème important.

1.1.6 Protection de l'environnement

En 2008, on a signalé une dose à la population de 2,70 µSv attribuable à Bruce-A et Bruce-B, ce qui est bien inférieur à la limite de dose à la population de 1 000 µSv. Aux deux centrales, les rejets de substances nucléaires sous forme d'effluents gazeux et liquides sont toujours demeurés inférieurs aux seuils d'intervention en matière d'environnement.

Les examens effectués par le personnel de la CCSN des rapports trimestriels sur l'exploitation, soumis conformément à la norme S-99, n'ont révélé aucun problème sérieux concernant la dose de rayonnement à la population et la protection de l'environnement. Aucun rapport n'a été reçu de Bruce-A ou Bruce-B concernant des rejets imprévus de substances nucléaires ou dangereuses pouvant poser un risque indu pour l'environnement.

En 2008, le domaine de sûreté « Protection de l'environnement » répondait aux exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement. La cote « Satisfaisant » a été attribuée à ce domaine de sûreté à Bruce-A et Bruce-B.

LES INSPECTEURS ONT REÇU UNE FORMATION EN RADIOPROTECTION. EN RETIRANT CORRECTEMENT L'ÉQUIPEMENT DE PROTECTION INDIVIDUELLE, ON ÉVITE LA CONTAMINATION.

1.1.7 Radioprotection

En 2008, il n'y a pas eu d'expositions aux rayonnements qui ont dépassé les limites de dose réglementaires. Aucun seuil d'intervention n'a été dépassé à Bruce-A. Cependant, un seuil d'intervention a été dépassé à Bruce-B. Bruce Power a avisé formellement la CCSN le 22 octobre 2008 qu'une personne avait reçu un apport de tritium, soit un engagement de dose absorbée estimée à 2,81 µSv. Bruce Power a soumis les rapports d'événements pertinents, incluant une enquête sur les causes fondamentales. Les mesures choisies et leur mise en œuvre afin de rétablir

l'efficacité du programme « Radioprotection » sont appropriées pour cet événement, mais Bruce Power effectuera une autre analyse des causes fondamentales axée sur l'évaluation des travaux. Le personnel de la CCSN a demandé un résumé des constatations et des mesures correctives prises à la suite de cette analyse.

En février 2008, le personnel de la CCSN a effectué à Bruce-B une *inspection de type II* afin d'évaluer le rendement de Bruce Power aux chapitres du contrôle de la contamination ainsi que du contrôle des expositions au rayonnement et des doses. Bien que l'inspection ait été effectuée à Bruce-B, certains résultats étaient valables pour les deux centrales. Dans le cadre d'une initiative d'application du principe ALARA, le personnel a observé que la télédosimétrie est maintenant utilisée pour le contrôle des doses dans le cadre du projet de redémarrage des tranches 1 et 2 et des arrêts réguliers effectués par Bruce Power à des fins d'entretien.

Les constatations négatives découlant de cette inspection comprenaient ce qui suit :

- Les doses collectives sont plus élevées que l'objectif visé. Cela est attribuable à plusieurs facteurs dont le rendement humain, l'accroissement de l'envergure des arrêts et des problèmes d'équipement et d'outillage.
- Le défaut d'afficher les dangers est un problème qui persiste à Bruce-A et Bruce-B. Des dangers non affichés ont été décelés au cours de l'inspection menée par les inspecteurs de la CCSN. De plus, depuis janvier 2008, plusieurs rapports concernant des dangers non affichés ont été soumis par le personnel de Bruce Power conformément à la norme S-99, certains de ceux-ci ayant été décelés par les inspecteurs de la CCSN.

Après cette inspection, la CCSN a émis une directive et trois avis d'action auxquels Bruce Power a répondu adéquatement.

Au cours d'un contrôle radiologique effectué par Bruce Power le 22 juin 2008, un champ de rayonnement élevé a été détecté dans un secteur restreint de la voûte du réacteur de la tranche 2. Des renseignements additionnels sur cet événement sont disponibles à l'annexe E. Le personnel de la CCSN juge que la réaction de Bruce Power devant cet événement était appropriée et que sa cause est bien comprise. Le personnel va faire un suivi des mesures correctives prises par Bruce Power.

Bruce Power a fourni mensuellement divers niveaux d'information dosimétrique relativement au projet de redémarrage des tranches 1 et 2. Cette information comprend les doses prévues pour l'ensemble du projet ainsi que pour des tâches spécifiques. La dose individuelle des travailleurs est également comprise. Jusqu'à la fin de 2008, les travaux avaient pu progresser tout en maintenant les doses inférieures aux objectifs de dose établis.

À Bruce-A et Bruce-B, le domaine de sûreté « Radioprotection » répond aux objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de sûreté et a contribué à l'exploitation sûre des centrales nucléaires en 2008. La cote de rendement « Satisfaisant » est attribuée à Bruce-A et Bruce-B.

1.1.8 Sécurité des sites

Le rendement dans ce domaine de sûreté est présenté au tribunal de la *Commission* dans un *document aux commissaires* distinct (CMD 09-M28.A).

1.1.9 Garanties

Pour l'année 2008, le personnel de la CCSN attribue la cote « Entièrement satisfaisant » à la mise en œuvre par Bruce Power du domaine de sûreté « Garanties » puisque celle-ci répond aux exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement ou les dépasse. Bruce Power a pris des mesures appropriées pour se conformer aux conditions du permis ayant trait aux obligations internationales du Canada prises aux termes du Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires.

Le personnel de Bruce Power préposé au domaine de sûreté « Garanties » a participé en 2008 à une série de réunions tripartites avec l'*Agence internationale de l'énergie atomique* (AIEA), la CCSN et d'autres exploitants de centrales nucléaires afin d'élaborer une procédure intégrée en matière

de garanties pour les centrales CANDU. Dans le cadre de cette activité, Bruce Power a participé en juin 2008 à un essai sur le terrain d'une méthode d'inspections aléatoires à court préavis. Cet essai a été effectué afin de permettre à l'AIEA de détecter et prévenir des détournements de matières nucléaires, des altérations de l'équipement de surveillance de l'AIEA et des activités non déclarées. Depuis juillet 2008, ces inspections aléatoires à court préavis ont remplacé les inspections traditionnelles de l'AIEA prévues sur une base trimestrielle.

Le personnel de la CCSN a assisté à cette inspection et a effectué en même temps un examen des points suivants : l'aide apportée par la centrale aux inspecteurs de l'AIEA incluant l'assignation de guides et le prêt d'équipement, l'accès à l'information relative à la comptabilisation et aux documents à l'appui, la conformité de la centrale aux conditions du permis en matière de garanties se rapportant à l'inspection, et la conformité de l'AIEA à ses droits et obligations relatifs à l'inspection. C'était la première fois que l'AIEA effectuait un essai sur le terrain de ce type d'inspection au site de Bruce, et ce, dans le cadre du nouveau régime intégré en matière de garanties pour les centrales CANDU. Aucun problème important de conformité n'a été décelé par le personnel de la CCSN.

L'AIEA n'a pas effectué d'activités d'accès complémentaire au site de Bruce en 2008. L'AIEA a effectué une vérification de l'information en matière de conception à Bruce-A le 12 juin 2008 et à Bruce-B le 13 juin 2008. Le personnel de la CCSN n'a pas assisté à ces vérifications. L'AIEA n'a pas encore publié son rapport des résultats, mais aucun problème n'est prévu.

1.1.10 Mise à jour sur les projets et initiatives d'importance

1.1.10.1 Prolongement de la durée de vie utile des tranches 1 et 2 à Bruce-A

Les travaux de réfection ont bien progressé en 2008. Les canaux de combustible de la tranche 2 ont été extraits; des progrès importants ont été réalisés quant aux travaux concernant le système de distribution électrique et le programme des vannes; le système d'eau à basse pression de la tranche 2 a été rempli et vidangé. En raison d'une révision des activités de référence de la réfection, l'horaire global du projet a été retardé d'environ un an.

En réponse aux différents commentaires soulevés par le personnel de la CCSN sur le bilan intégré de sûreté effectué par Bruce Power, celle-ci a continué à soumettre des renseignements conformément au guide d'application de la réglementation RD-360, *Prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires*. Le personnel de la CCSN a continué d'examiner ces renseignements et en est venu à une entente avec Bruce Power sur la démarche à suivre pour traiter plusieurs des problèmes techniques. Cela a incité Bruce Power à s'engager à ajouter différentes mesures d'amélioration de la sûreté des tranches au plan intégré de mise en œuvre. Le personnel de la CCSN ne s'attend pas que la résolution des problèmes techniques restants présente des problèmes.

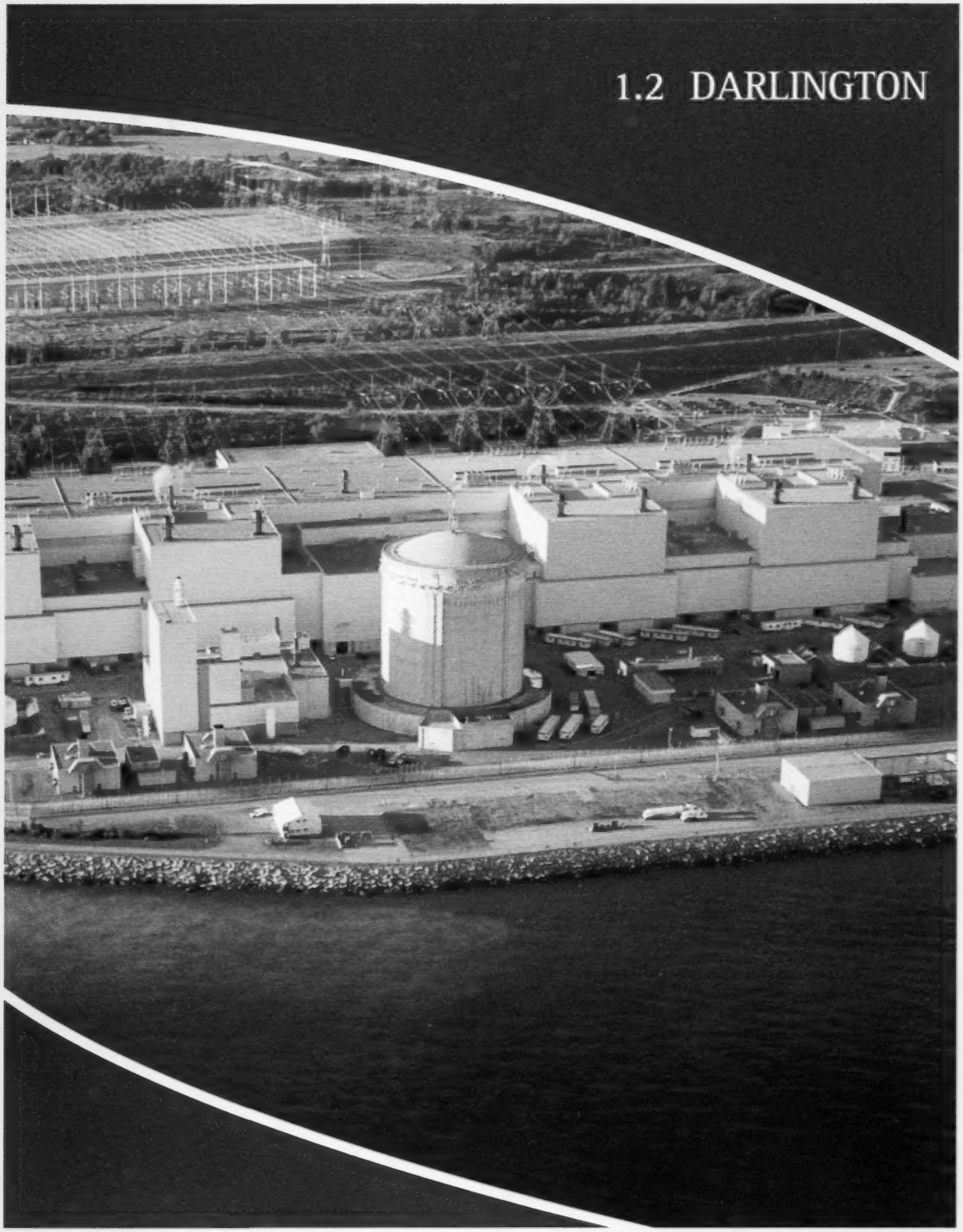
Une série d'inspections du processus de remise en service adopté par Bruce Power dans le cadre de ce projet ont été effectuées. Suite à ces inspections, le personnel de la CCSN a conclu que le processus en place était complet et bien étoffé.

1.1.10.2 Combustible à faible coefficient de réactivité dû au vide

Le combustible à faible coefficient de réactivité dû au vide est un combustible de conception nouvelle et dont le but est de rétablir les marges de sûreté adéquates en cas de grosses pertes de caloporteur (APRP). Le nouveau combustible est composé d'oxyde d'uranium légèrement enrichi et caractérisé par un coefficient de réactivité dû au vide plus faible et par un transfert de chaleur plus efficace.

En février 2008, Bruce Power a effectué un essai d'irradiation de deux canaux de combustible de la tranche 7 rechargés avec du combustible à faible coefficient de réactivité dû au vide. Les données obtenues lors de cet essai ont été intégrées au dossier de sûreté servant à justifier l'utilisation de ce combustible dans l'ensemble du cœur des tranches 1 et 2 présentement en voie de réfection. Le combustible à faible coefficient de réactivité dû au vide serait utilisé après le redémarrage des réacteurs, une fois que le cœur aura atteint l'équilibre.

1.2 DARLINGTON



1.2 Darlington

Le tableau 2 présente les cotes de rendement en matière de sûreté de la centrale Darlington pour l'année 2008. Celles-ci ont été attribuées en suivant une approche qui tient compte du risque et qui intègre le jugement professionnel du personnel de la CCSN et les observations provenant d'une *inspection de type I* et 67 *inspections de type II*, d'activités de surveillance et de suivi ainsi que d'examens et d'évaluations documentaires. Pour l'année 2008, la cote intégrée de Darlington est « Entièrement satisfaisant ». Les définitions des cotes et un tableau donnant une comparaison entre l'ancien et le nouveau système d'attribution des cotes se trouvent à l'annexe B.

TABLEAU 2 : COTES DE RENDEMENT EN MATIÈRE DE SÛRETÉ DE DARLINGTON EN 2008

Domaine de sûreté Programme	**Cote de rendement**
Exploitation	**ES**
Gestion de l'organisation et de la centrale	ES
Conduite des opérations	ES
Santé et sécurité au travail (non radiologique)	ES
Assurance du rendement	**SA**
Gestion de la qualité	SA
Facteurs humains	ES
Formation, examen et accréditation	SA
Conception et analyse	**SA**
Analyse de sûreté	SA
Questions de sûreté	SA
Conception	SA
Aptitude fonctionnelle de l'équipement	**SA**
Entretien	ES
Intégrité structurale	ES
Fiabilité	SA
Qualification de l'équipement	IA
Préparation aux situations d'urgence	**ES**
Protection de l'environnement	**SA**
Radioprotection	**ES**
Sécurité des sites	**Réglementé**
Garanties	**ES**
Cote intégrée de la centrale	ES

1.2.1 Exploitation

Darlington a été exploitée de manière sûre en 2008. Dans le domaine de sûreté « Exploitation » à Darlington, les objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de sûreté ont été atteints et les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale nucléaire. La cote « Entièrement satisfaisant » a été attribuée à ce domaine de sûreté à Darlington pour l'année 2008.

1.2.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

Tout au long de l'année 2008, le rendement au chapitre de la gestion de Darlington était conforme au document d'OPG N-CHAR-AS-0002-R12 intitulé « Les attentes du chef de l'exploitation

nucléaire ». Cela comprend entre autres les caractéristiques d'un leadership adéquat et des améliorations requises de façon continue afin d'atteindre et de maintenir un rendement plus élevé.

Le personnel de la CCSN n'a pas observé de problèmes d'importance lors des inspections, de la surveillance et des activités de suivi effectuées dans le cadre de ce programme. Par conséquent, la cote « Entièrement satisfaisant » a été attribuée au rendement de ce programme pour l'année 2008.

1.2.1.2 Conduite des opérations

Deux arrêts forcés, un recul rapide de puissance et une *baisse contrôlée de puissance* ont eu lieu à Darlington en 2008. Aucune *défaillance grave de système fonctionnel* n'a eu lieu aux deux centrales. Une brève description de ces événements est fournie ci-après.

Tranche 2

- Le 18 avril 2008 : une *baisse contrôlée de puissance* s'est produite à cause d'une lecture erronée de température occasionnée par un transmetteur de température du système du modérateur qui était défectueux.

Tranche 4

- Le 22 juillet 2008 : (arrêt forcé) La tranche a été déclenchée lorsque le banc de barres pair du SAU n° 1 a été inséré dans le cœur occasionnant un arrêt par empoisonnement. Cet arrêt est attribué à un support de fusible défectueux. Les supports de fusible ont été remplacés et la tranche a été redémarrée sans que d'autres problèmes ne se manifestent. Des renseignements additionnels au sujet de cet événement se trouvent à l'annexe E.
- En octobre 2008 : (arrêt forcé) La tranche a été déclenchée à cause d'un défaut intermittent d'une carte d'un contrôleur électronique de la turbine. En conséquence de ce défaut, deux barres d'absorption (deux de quatre) ont été insérées dans le cœur. OPG a remplacé la carte du contrôleur de la turbine et déterminé la cause de la perte d'alimentation électrique aux barres d'absorption. La tranche a été remise en service sans problèmes additionnels.
- En octobre 2008 : (*recul rapide de puissance*) Il a été occasionné par un défaut à la terre dans la cour de sectionnement d'Hydro One.

En réponse à ces événements, OPG a pris des mesures immédiatement et a fait enquête sur les causes des transitoires.

Un arrêt de la tranche 1 avait été prévu en mars et avril 2008. Globalement, lors de l'arrêt, la gestion des travaux et la sûreté répondaient aux exigences.

Le personnel de la CCSN a effectué 67 *inspections de type II* à Darlington en 2008. Celles-ci comprenaient plusieurs inspections en chantier et en salle de commande. Le personnel de la CCSN a également effectué des activités de surveillance et de suivi, des examens et des évaluations documentaires et participé à des réunions avec le titulaire de permis afin de discuter des mesures d'application, des exigences d'octroi de permis, des résultats des inspections, et des résultats des examens et évaluations effectués. En se fondant sur les résultats de ces activités, la cote « Entièrement satisfaisant » est attribuée au programme « Conduite des opérations » pour l'année 2008.

Conduite des opérations – Installation d'extraction du tritium
Le tritium est un produit secondaire qui s'accumule graduellement à la suite de l'exploitation régulière des réacteurs nucléaires d'OPG. Le site de Darlington comprend une installation d'extraction de tritium conçue afin de minimiser la quantité de tritium qui se retrouve dans l'environnement et afin de réduire le risque d'exposition des travailleurs aux rayonnements. L'installation d'extraction de tritium extrait le tritium de l'eau lourde utilisée dans les réacteurs. Le tritium ainsi extrait est entreposé en toute sécurité dans des contenants en acier inoxydable à l'intérieur de voûtes en béton.

Aucun événement comportant une non-conformité en matière d'environnement n'a eu lieu à l'installation d'extraction de tritium en 2008. Un gestionnaire attitré à la gestion des arrêts de cette installation a été nommé afin d'améliorer le leadership et la surveillance de cette installation.

Globalement, le personnel de la CCSN juge que la conduite des opérations à cette installation est satisfaisante. Un arrêt de cette installation est prévu de février à juillet 2009. Le personnel de la CCSN évaluera l'efficacité des activités pendant l'arrêt et fournira à la *Commission* une mise à jour à ce sujet dans le rapport sur les centrales nucléaires de 2009.

1.2.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

Nombre de blessures entraînant une perte de temps rapportées par le titulaire de permis :	1
Fréquence des accidents (FA) :	0,04
Taux de gravité des accidents (TGA) :	2,09

La fréquence des accidents et le taux de gravité des accidents sont des indicateurs de rendement qui figurent dans les rapports soumis par le titulaire de permis conformément aux exigences de la norme S-99. Le personnel de la CCSN estime que la fréquence et le taux de gravité des accidents rapportés par OPG pour l'année 2008 reflètent un rendement adéquat en matière de santé et sécurité au travail à Darlington. Par comparaison à d'autres secteurs de l'industrie, cette fréquence et ce taux étaient très faibles en 2008.

En 2008, à Darlington, on a dénombré une blessure entraînant une perte de temps et seize blessures nécessitant des soins médicaux. Comme au cours des années précédentes, la plupart des blessures subies étaient aux extrémités ainsi qu'aux muscles et aux os. Afin de réduire ce genre de blessures, OPG établira un plan de prévention des blessures.

Le personnel de la CCSN estime que les conditions et pratiques de travail procurent un niveau élevé de santé et sécurité au travail pour le personnel à Darlington et a attribué la cote « Entièrement satisfaisant » à ce programme pour l'année 2008.

LES INSPECTEURS PORTENT DES HARNAIS DE SÉCURITÉ LORSQU'ILS TRAVAILLENT DANS DES ESPACES CLOS OU EN HAUTEUR.

1.2.2 Assurance du rendement

Le domaine de sûreté « Assurance du rendement » à Darlington a atteint les objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2008.

1.2.2.1 Gestion de la qualité

Le document directeur du programme de gestion de la qualité à Darlington est la charte N-CHAR-AS-0002 d'OPG. Le personnel de la CCSN a conclu que le programme de gestion de la qualité, tel que décrit dans la charte, est conforme aux exigences des normes pertinentes de la CSA.

Un rapport sur l'*inspection de type I* portant sur le processus de contrôle des modifications à Darlington a été publié en juillet 2008. Six avis d'action et deux recommandations ont été émis afin d'améliorer les documents décrivant ce processus et sa mise en œuvre. OPG a répondu à la CCSN en octobre 2008, fournissant des plans pour régler les problèmes avant août 2009.

Le personnel de la CCSN a également analysé les événements liés à la gestion de la qualité qui ont été rapportés en 2008 conformément à la norme S-99 et a conclu qu'ils ne représentaient pas un risque indu pour l'exploitation sûre de la centrale.

En se fondant sur les évaluations effectuées, la cote « Satisfaisant » est attribuée au programme « Gestion de la qualité » à Darlington pour l'année 2008.

1.2.2.2 Facteurs humains

En 2008, OPG a mis en œuvre plusieurs initiatives visant à améliorer le domaine des facteurs humains dont une campagne de conscientisation au sujet des ambiguïtés se trouvant dans les procédures et une réaction rapide aux événements dus à des erreurs humaines afin d'éviter qu'ils se reproduisent.

OPG a terminé en 2008 la mise en œuvre des mesures qu'elle avait prises afin de répondre aux avis d'action et recommandations émises par suite d'une *inspection de type I* effectuée en 2005 qui portait sur l'effectif minimal par quart et les limites d'heures de travail. En se fondant sur l'information obtenue, le personnel de la CCSN est convaincu qu'OPG dispose de processus adéquats pour démontrer qu'elle se conforme au document de la centrale sur l'effectif par quart D-PROC-OP-0009, et il a conclu que les problèmes concernant l'effectif minimal par quart avaient été réglés de manière satisfaisante.

En 2005, le personnel de la CCSN avait demandé à OPG de soumettre des plans d'urgence pour s'assurer que des postes clés sur le site sont comblés et des stratégies à adopter s'il n'est pas possible de répondre à toutes les exigences en personnel. Le but de cette requête était d'évaluer la vulnérabilité des sites des centrales nucléaires au Canada en cas d'événements hors site, qu'ils soient d'origine humaine ou naturelle (comme un phénomène météorologique violent). Plus tard, cette démarche a englobé des discussions sur la planification en cas de pandémie. OPG a soumis ces plans et a répondu aux questions soulevées par le personnel de la CCSN.

En se fondant sur les résultats des évaluations portant sur ce domaine, la cote « Entièrement satisfaisant » a été attribuée au programme « Facteurs humains » pour l'année 2008.

1.2.2.3 Formation, examen et accréditation

Le programme « Formation, examen et accréditation » à Darlington répondait aux attentes de la CCSN en matière de rendement et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2008. OPG a démontré qu'elle dispose d'un nombre suffisant de travailleurs qualifiés à Darlington pour effectuer les activités autorisées.

Formation

Le personnel de la CCSN a effectué en 2008 un examen documentaire portant sur le document décrivant le programme de formation N-PROG-TR-0005 (R08) d'OPG et identifié cinq lacunes. Ces lacunes avaient trait à une nouvelle terminologie en voie d'être adoptée concernant les qualifications en matière de formation et la classification des programmes qui doivent être fondés sur les principes de l'*approche systématique à la formation*. OPG a soumis un plan pour corriger les lacunes ainsi que les délais dans lesquels sa mise en œuvre devrait être achevée. La plupart des mesures correctives devraient être achevées en 2009. Même si cette nouvelle version du programme de formation a été publiée récemment, le personnel de la CCSN est convaincu qu'elle n'a pas d'effets négatifs sur les qualifications des travailleurs et qu'OPG emploie actuellement assez de travailleurs qualifiés pour effectuer les travaux requis.

Les dossiers de deux inspections de programme de formation effectuées antérieurement ont été fermés en 2008 après que le personnel de la CCSN ait vérifié si OPG avait mis en œuvre toutes les mesures correctives à sa satisfaction. Une lacune du programme de formation initiale du personnel d'entretien mécanique et des dispositifs de commande, décelée lors d'une *inspection de type I* en 2004, n'a pas encore été éliminée.

Examen et accréditation

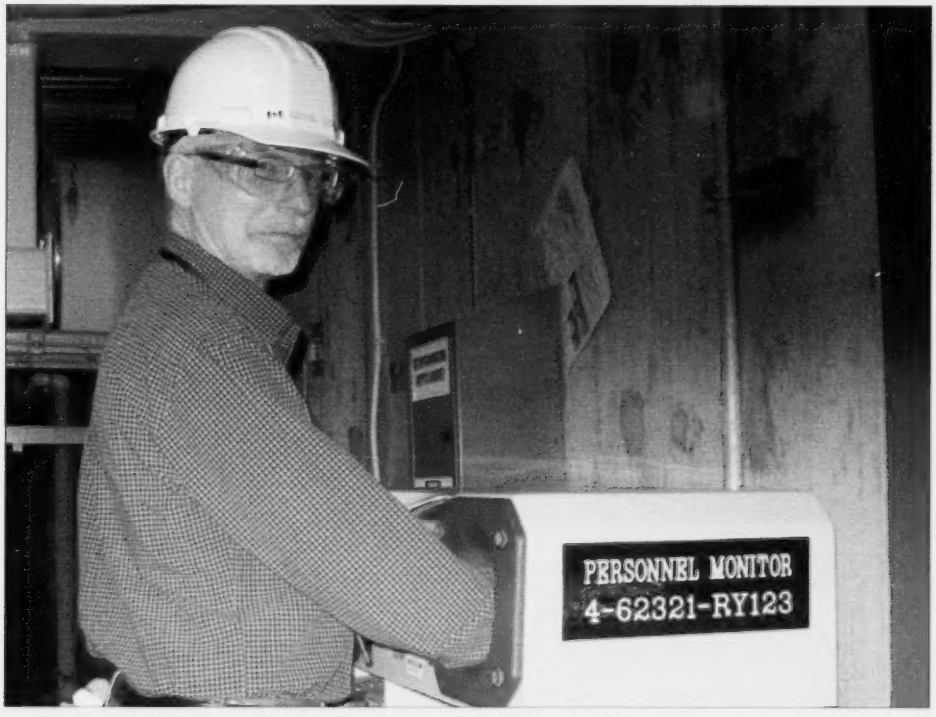
Le taux de réussite global aux examens d'accréditation était 100 % à Darlington en 2008. La moyenne de toutes les centrales nucléaires était 94,3 %.

Comme condition préalable au transfert des examens d'accréditation aux titulaires de permis, ceux-ci doivent avoir un nombre suffisant d'examinateurs répondant aux exigences de qualification spécifiées dans les documents d'application de la réglementation pertinents. La CCSN a publié en février 2008 le document d'application de la réglementation RD-204, *Accréditation des personnes qui travaillent dans des centrales nucléaires*, qui présentent les exigences réglementaires concernant la formation initiale, l'accréditation et la formation continue du personnel accrédité. Le personnel de la CCSN a évalué les programmes d'examen d'OPG et a jugé qu'ils étaient satisfaisants.

À la suite de la publication du guide d'application de la réglementation RD-204, OPG a fait une demande de modification du permis d'exploitation de Darlington afin d'y inclure les nouvelles exigences de ce document et de tenir ses propres examens d'accréditation initiale du personnel de quart devant être accrédité. La *Commission* a approuvé le transfert de ces examens à OPG en janvier 2009.

1.2.3 Conception et analyse

Le domaine de sûreté « Conception et analyse » répondait aux exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2008. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale et la cote « Satisfaisant » leur a également été attribuée.



LE PERSONNEL DE LA CCSN DOIT PASSER PAR UN MONITEUR MAINS-PIEDS POUR S'ASSURER QU'IL NE TRANSPORTE PAS DE PARTICULES RADIOACTIVES, CE QUI PERMET DE PRÉVENIR LA PROPAGATION DE LA CONTAMINATION ENTRE LES ZONES.

1.2.3.1 Analyse de la sûreté

Globalement, la mise en œuvre du programme « Analyse de la sûreté » à Darlington répondait aux attentes de la CCSN et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2008. Une mise à jour des questions reportées des années antérieures est présentée ci-après.

Effets du vieillissement de la centrale sur l'analyse de la sûreté
Cette question, commune aux titulaires de permis Bruce Power et OPG, est décrite en détail à la section 2.3.1 « Méthode améliorée relative à la protection contre les surpuissances neutroniques ». Le personnel de la CCSN examine présentement cette nouvelle méthode afin de s'assurer que les seuils de déclenchement sur surpuissance neutronique choisis pour certains événements sont adéquats et solides de même que le programme de conformité et de surveillance à l'appui. Un groupe d'experts techniques indépendants a été mis sur pied en 2008 afin d'examiner des éléments probabilistes de la nouvelle méthode. Le rapport final de ce groupe devrait être terminé en mai 2009 et la CCSN prévoit terminer son examen final d'ici la fin de 2009.

Mise à jour du Rapport de sûreté
OPG a soumis en novembre 2006 une mise à jour de la section 3 (Analyse d'accidents) du *Rapport de sûreté* de Darlington. L'examen du rapport effectué par le personnel de la CCSN a identifié plusieurs aspects qui ne répondaient aux critères utilisés par la CCSN pour cette évaluation. OPG a convenu de travailler en consultation avec la CCSN afin de résoudre ce problème; cela constitue un effort qui nécessiterait la participation de toutes les entreprises du secteur nucléaire au Canada pour ce qui est d'en venir à une entente sur une approche normalisée pour les mises à jour des *rapports de sûreté*.

Une rencontre a eu lieu en juin 2008 entre la CCSN et les entreprises du secteur nucléaire afin d'élaborer une stratégie pour améliorer le *rapport de sûreté*. Un rapport d'étape soumis par OPG en janvier 2009 comprenait un mandat concernant l'amélioration des analyses de la sûreté ainsi que des principes et lignes directrices à suivre en matière d'analyse de la sûreté, ceux-ci s'appliquant à l'ensemble des membres du Groupe des propriétaires de CANDU. OPG soumettra le plan final d'amélioration des analyses de la sûreté en décembre 2009.

Étude probabiliste de la sûreté
L'évaluation probabiliste de la sûreté à Darlington a été effectuée en 1987 et elle a servi d'outil de vérification de la conception à l'appui de l'analyse de la sûreté. Afin de s'assurer que l'analyse de la sûreté demeurait valide, des mises à jour ont été apportées à l'évaluation probabiliste de la sûreté à Darlington qui est alors devenue connue sous le nom « évaluation des risques à Darlington-A ».

Le personnel de Darlington poursuit ses efforts dans ce domaine afin de se conformer à la condition du permis exigeant qu'OPG effectue une étude probabiliste de la sûreté de niveau 2 avant le 31 décembre 2010.

OPG a soumis en 2008 sa méthode pour effectuer une étude probabiliste de la sûreté (qui abordait les questions de fiabilité humaine) de même que son programme d'assurance de la qualité utilisé pour la mise à jour de l'évaluation des risques à Darlington-A. Le personnel de la CCSN a indiqué que la méthodologie utilisée par OPG est généralement conforme à la norme S-294, *Études probabilistes de sûreté (ÉPS) pour les centrales nucléaires*. Cependant, le personnel a décelé plusieurs problèmes devant être réglés. OPG a depuis soumis une réponse aux commentaires soulevés.

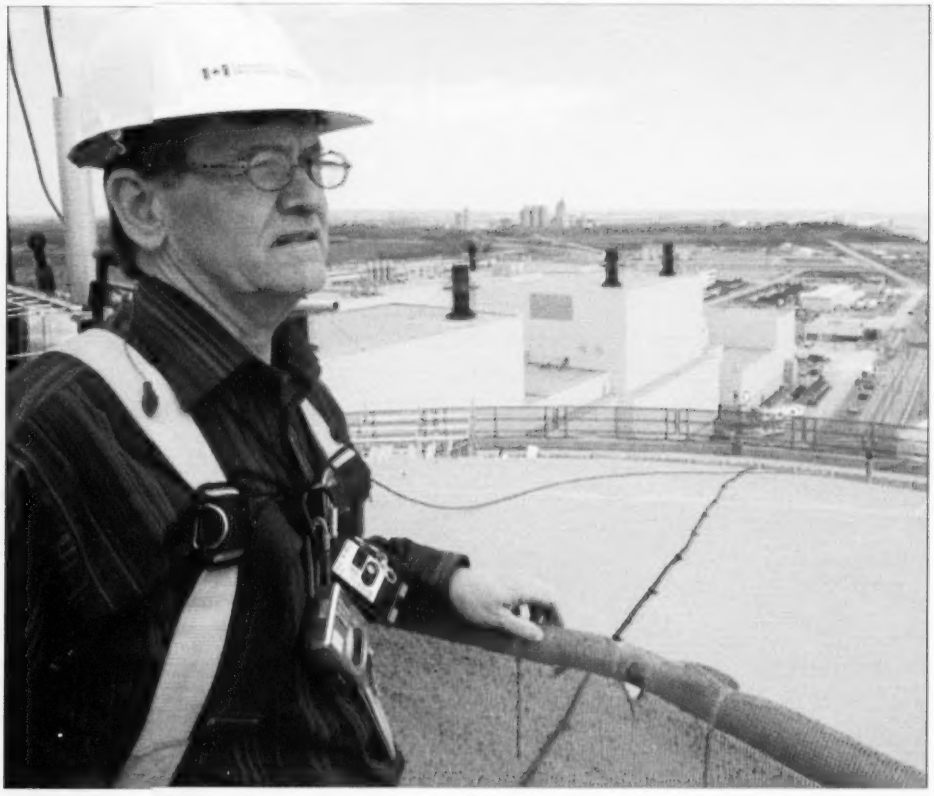
1.2.3.2 Questions de sûreté

Le personnel de la CCSN a évalué le progrès réalisé par les entreprises du secteur des centrales nucléaires CANDU et les compagnies d'électricité propriétaires de telles centrales relatif à la résolution des DG. À cette fin, OPG a poursuivi ses activités, ce qui comprend sa participation aux efforts du secteur.

Les DG 88G02 et 95G02 ont été fermés à Darlington en 2008. Une brève description des DG toujours ouverts ainsi que la date d'achèvement où il est prévu de les fermer se trouvent à l'annexe F.

La cote « Satisfaisant » est attribuée à ce programme à Darlington pour l'année 2008.

TOUS LES SIX ANS, LES CENTRALES NUCLÉAIRES SONT MISES À L'ARRÊT POUR S'ASSURER QUE L'ENCEINTE DE CONFINEMENT EST ÉTANCHE AUX FUITES. CET INSPECTEUR SE TROUVE SUR LE TOIT DU BÂTIMENT SOUS VIDE À DARLINGTON.



1.2.3.3 Conception

Le personnel de la CCSN a effectué en 2006 une *inspection de type I* des systèmes d'alimentation électrique d'urgence et d'eau d'urgence qui a permis de déceler plusieurs aspects nécessitant des améliorations. OPG a soumis des mises à jour à ce sujet en 2007 et 2008 afin de montrer que la résolution des problèmes soulevés progressait de façon continue. Globalement, le personnel de la CCSN s'est déclaré satisfait de l'information soumise.

En ce qui concerne la protection contre les incendies, les examens et évaluations effectués par le personnel de la CCSN ont permis de conclure que, de façon générale, OPG exploite ses installations à Darlington en conformité avec les exigences des permis.

En se fondant sur les examens de ce programme effectués par le personnel de la CCSN, celui de Darlington répond à ses attentes et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée.

1.2.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au domaine de sûreté « Aptitude fonctionnelle de l'équipement » à Darlington pour l'année 2008. Globalement, ce domaine de sûreté a atteint les objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de sûreté. Cependant, la cote « Inférieur aux attentes » a été attribuée au programme « Qualification de l'équipement » à cause de lacunes de ce programme qui ne sont toujours pas réglées.

1.2.4.1 Entretien

Les inspections, les examens, la surveillance et le suivi effectués en 2008 par le personnel de la CCSN et portant sur les événements devant être rapportés conformément à la norme S-99 n'ont décelé aucune lacune d'importance en matière d'entretien.

LES INSPECTEURS DE LA CCSN VÉRIFIENT LE BOUCHON DE FERMETURE MUNI D'UN ÉVENT QUI SERA INSTALLÉ DANS LE RÉACTEUR PENDANT UN ARRÊT. CE COMPOSANT PERMET D'ACCÉLÉRER LE TRAVAIL PENDANT L'ARRÊT.

En 2008, les arriérés de l'entretien facultatif et de l'entretien correctif ont été réduits. De plus, le taux de réalisation des travaux d'entretien préventif a été supérieur à l'objectif (un taux de réalisation d'environ 90 % par rapport à l'objectif de 80 %).

En se fondant sur ces améliorations et les résultats des évaluations de conformité effectuées par le personnel de la CCSN, la cote « Entièrement satisfaisant » a été attribuée au programme « Entretien » à Darlington pour l'année 2008.

1.2.4.2 Intégrité structurale

En 2008, les exigences relatives aux enveloppes sous pression citées dans le permis d'exploitation ont été respectées à Darlington. Les inspections ont été effectuées selon les normes de la CSA. OPG compte suffisamment de programmes relatifs à l'aptitude fonctionnelle en vigueur pour s'assurer que l'intégrité des *tubes de force*, des *tuyaux d'alimentation* et des *générateurs de vapeur* est préservée de façon adéquate.

Quinze *tubes de force* ont été inspectés au cours de l'arrêt de la tranche 1 en 2008 et on a jugé qu'ils étaient suffisamment en bon état au moins jusqu'en 2011. OPG a fait des progrès marqués pour respecter les attentes du personnel de la CCSN concernant la mise en œuvre d'une nouvelle méthode servant à vérifier l'intégrité des *tubes de force*.

À Darlington, le programme d'inspection des *tuyaux d'alimentation* a été renforcé en 2008 de sorte à inclure des inspections de référence de tous les *tuyaux d'alimentation* à toutes les tranches. Trois *tuyaux d'alimentation* de la tranche 1 ont été remplacés et deux autres devront l'être lors du prochain arrêt en 2011.

Les quatre *générateurs de vapeur* de la tranche 1 ont été examinés lors de l'inspection en 2008 afin de déterminer le degré d'usure de contact des tubes. Les inspections ont porté sur les tubes des *générateurs de vapeur* ainsi que sur des composants spécifiques dont les plaques de séparation. Aucun problème d'importance n'a été soulevé.

En mars 2008, le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type II* dans le cadre du programme d'inspection périodique à Darlington. Globalement, l'inspection a révélé que la mise en œuvre par OPG du programme officiel de la centrale en matière d'inspection périodique était conforme aux exigences. Au chapitre de la tenue des dossiers, le personnel a relevé six points forts et un point faible.

Un rapport présenté en juillet 2008 après une *inspection de type II* énumérait des points de non-conformité par rapport aux exigences réglementaires définies dans les conditions du permis se rapportant aux enveloppes sous pression. OPG a communiqué la démarche qu'elle comptait suivre pour régler ce problème et le personnel de la CCSN juge que les mesures prises par OPG à ce sujet sont adéquates.

Selon les résultats des activités de conformité effectuées et l'examen du rendement à Darlington, le personnel de la CCSN a attribué la cote « Entièrement satisfaisant » au programme « Intégrité structurale » pour l'année 2008.

1.2.4.3 Fiabilité

En 2008, l'indisponibilité de chacun des systèmes spéciaux de sûreté répondait aux objectifs en cas de panne. Dans l'ensemble, le personnel de la CCSN juge que les progrès réalisés par OPG relativement à la mise en œuvre du programme « Fiabilité » sont adéquats et lui attribue la cote « Satisfaisant » pour l'année 2008.

1.2.4.4 Qualification de l'équipement

OPG a terminé en 2008 les mesures correctives adoptées en réponse aux huit avis d'action et sept recommandations émis découlant de l'*inspection de type I* du programme de *qualification environnementale* (QE) à Darlington en 2007.

La section 7.1 du permis d'exploitation de la centrale de Darlington stipule que, d'ici le 31 décembre 2010, le programme de QE de la centrale nucléaire doit répondre aux exigences de la norme N290.13-05 de la CSA, *Qualification environnementale des équipements pour les centrales nucléaires CANDU*. Pour respecter cette exigence, un projet relatif à la QE est en voie de réalisation afin de pallier les nombreuses lacunes. Bien que des améliorations importantes aient été apportées à cet égard, beaucoup de travail reste à faire afin de s'assurer que la centrale nucléaire de Darlington est qualifiée, tel que requis dans le permis d'exploitation.

Compte tenu de ces lacunes, la cote « Inférieur aux attentes » est attribuée au programme actuel « Qualification de l'équipement » de Darlington pour l'année 2008.

1.2.5 Préparation aux situations d'urgence

En juin 2008, le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type II* concernant les mesures d'intervention prises par OPG lors de l'exercice pour les intervenants en cas d'urgence nucléaire. L'exercice a été organisé et exécuté par l'organisation de la gestion des urgences de la région de Durham. Le personnel de la CCSN a jugé que, globalement, la situation à Darlington était conforme aux exigences réglementaires.

Le personnel a également étudié les événements survenus à Darlington en 2008 et ayant trait à la préparation aux situations d'urgence et qui ont fait l'objet d'un rapport conformément à la norme S-99, mais on n'a décelé aucun problème notable.

En se fondant sur les évaluations effectuées par le personnel, la cote « Entièrement satisfaisant » a été attribuée au rendement du programme « Préparation aux situations d'urgence » à Darlington pour l'année 2008.

1.2.6 Protection de l'environnement

En 2008, on a rapporté une dose au public de 1,3 µSv pour Darlington, ce qui est bien inférieur à la limite de dose du public de 1 000 µSv. Les rejets de substances nucléaires dans les effluents gazeux et liquides sont toujours demeurés inférieurs aux seuils d'intervention en matière d'environnement.

Les examens effectués par le personnel de la CCSN des rapports trimestriels sur l'exploitation soumis conformément à la norme S-99 n'ont révélé aucun problème d'importance concernant la dose de rayonnement au public et la protection de l'environnement. Aucun rapport n'a été reçu de Darlington au sujet des rejets imprévus de substances nucléaires ou dangereuses pouvant présenter un risque indu pour l'environnement.

Une *inspection de type I* des politiques et procédures en matière de protection de l'environnement à Darlington a été effectuée en juillet 2006. En 2008, OPG a soumis des mises à jour sur les progrès réalisés relativement aux mesures prises en réponse aux avis d'action émis après l'inspection. Le personnel de la CCSN a jugé que les mesures prises jusqu'à présent par OPG étaient adéquates.

En 2008, le système de gestion environnemental de Darlington a été accrédité de nouveau pour une période de trois ans, conformément à la norme ISO 14001. Globalement, le domaine « Protection de l'environnement » à Darlington répondait aux exigences et aux attentes de la CCSN en matière de rendement et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2008.

1.2.7 Radioprotection

Il n'y a pas eu en 2008 d'expositions aux rayonnements à Darlington qui ont dépassé les limites de dose réglementaires ou d'incidents entraînant une dose devant être rapportée comme étant supérieure aux seuils d'intervention d'OPG. Les événements concernant la radioprotection ont été rapportés au personnel de la CCSN promptement et des mesures correctives adéquates avaient été mises en œuvre.

En 2008, le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type II* concernant la mise en œuvre du programme « Radioprotection » à Darlington. Les trois aspects du programme évalués sont le contrôle de la contamination, l'équipement et l'instrumentation, et le contrôle de l'exposition aux rayonnements et des doses. Deux problèmes ont été soulevés concernant le contrôle de la contamination atmosphérique entre les différentes zones et des lacunes aux zones à caoutchouc. OPG a soumis un plan de mesures correctives pour régler ces deux problèmes.

En 2008, grâce à un nombre d'initiatives d'application du principe ALARA, la centrale de Darlington se retrouvait dans le quartile supérieur du secteur nucléaire CANDU en ce qui concerne le rendement au niveau des doses collectives. Pour la première fois au cours de six dernières années, il n'y a pas eu d'expositions imprévues internes ou externes.

La cote « Entièrement satisfaisant » a été attribuée au programme « Radioprotection » à Darlington pour l'année 2008.

1.2.8 Sécurité des sites

Le rendement dans ce domaine de sûreté est présenté au tribunal de la *Commission* dans un *document aux commissaires* distinct (CMD 09-M28.A).

1.2.9 Garanties

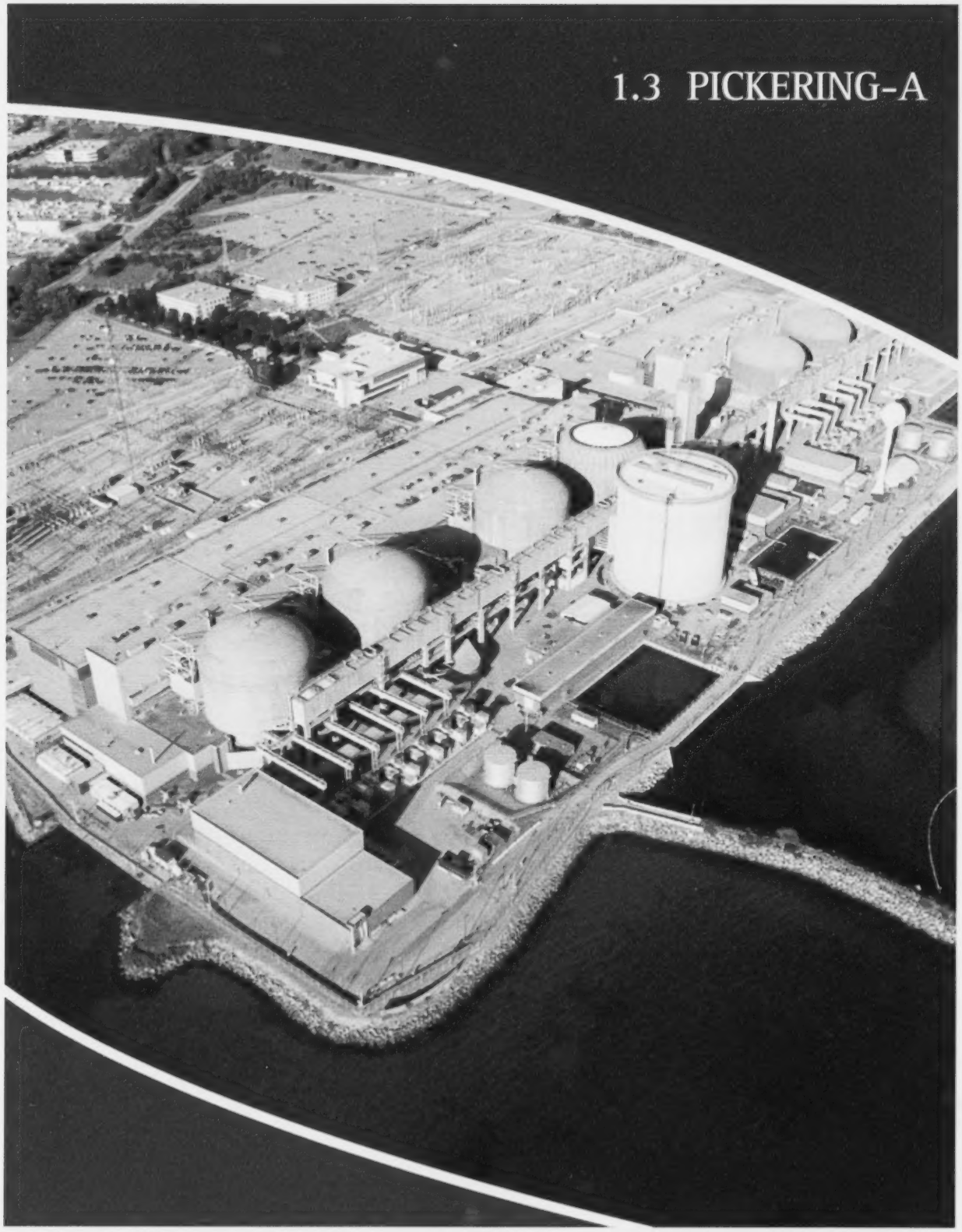
Pour l'année 2008, le personnel de la CCSN attribue la cote « Entièrement satisfaisant » à la mise en œuvre par OPG du domaine de sûreté « Garanties » puisque celle-ci répond aux exigences et aux attentes de la CCSN en matière de rendement ou les dépasse. OPG a pris des mesures appropriées pour se conformer aux conditions du permis ayant trait aux obligations internationales du Canada prises aux termes du Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires.

En juillet 2008, l'AIEA a effectué une vérification matérielle de l'inventaire à Darlington. Cette inspection a été entreprise afin de vérifier qu'aucun détournement de matières nucléaires n'avait été fait, déceler toute tentative d'altération du système de confinement et de surveillance de l'AIEA, et confirmer la validité des déclarations faites par les autorités du pays et les exploitants des centrales nucléaires. Le personnel de la CCSN a pris part à cette inspection et effectué en même temps un examen des points suivants : l'aide apportée aux inspecteurs de l'AIEA, incluant l'assignation de guides et le prêt d'équipement, l'accès à l'information relative à la comptabilisation et aux documents à l'appui, la conformité de la centrale aux conditions du permis en matière de garanties se rapportant à l'inspection, et la conformité de l'AIEA à ses droits et obligations relatifs à l'inspection. Pour la première fois, l'AIEA effectuait une inspection sur le terrain de ce type à Darlington, ceci dans le cadre du nouveau régime intégré en matière de garanties pour les centrales CANDU. Aucun problème important de conformité n'a été décelé.

De plus, l'AIEA a effectué une vérification des renseignements sur la conception à Darlington en 2008. L'AIEA n'a pas encore publié son rapport des résultats, mais aucun problème n'est anticipé.

Le personnel de Darlington s'occupant du domaine de sûreté « Garanties » a participé en 2008 à une série de réunions tripartites avec l'AIEA, la CCSN et d'autres opérateurs de centrales nucléaires afin d'élaborer une procédure intégrée en matière de garanties pour les centrales CANDU. Dans le cadre de cette activité, le personnel de Darlington a participé à un essai sur le terrain d'une méthode d'inspections aléatoires à court préavis afin de permettre à l'AIEA de détecter et prévenir des détournements de matières nucléaires, des altérations de son équipement de surveillance et des activités non déclarées. Depuis juillet 2008, ces inspections aléatoires à court préavis ont remplacé les inspections traditionnelles de l'AIEA prévues sur une base trimestrielle.

1.3 PICKERING-A



1.3 Pickering-A

Le tableau 3 présente les cotes de rendement en matière de sûreté de la centrale Pickering-A en 2008. Celles-ci ont été attribuées selon une approche qui tient compte du risque et qui intègre le jugement professionnel du personnel de la CCSN et les observations provenant de 3 *inspections de type I* et 26 *inspections de type II*, d'activités de surveillance et de suivi ainsi que d'examens et d'évaluations documentaires. Pour l'année 2008, la cote intégrée de la centrale Pickering-A est « Satisfaisant ». Les définitions des cotes et un tableau donnant une comparaison entre l'ancien et le nouveau système d'attribution des cotes se trouvent à l'annexe B.

TABLEAU 3 : COTES DE RENDEMENT EN MATIÈRE DE SÛRETÉ DE PICKERING-A EN 2008

Domaine de sûreté Programme	**Cote de rendement**
Exploitation	**SA**
Gestion de l'organisation et de la centrale	IA
Gestion des opérations	SA
Santé et sécurité au travail (non radiologique)	SA
Assurance du rendement	**SA**
Gestion de la qualité	SA
Facteurs humains	IA
Formation, examen et accréditation	SA
Conception et analyse	**SA**
Analyse de sûreté	SA
Questions de sûreté	SA
Conception	IA
Aptitude fonctionnelle de l'équipement	**SA**
Entretien	SA
Intégrité structurale	SA
Fiabilité	SA
Qualification de l'équipement	SA
Préparation aux situations d'urgence	**SA**
Protection de l'environnement	**IA**
Radioprotection	**SA**
Sécurité des sites	**Réglementé**
Garanties	**ES**
Cote intégrée de la centrale	SA

1.3.1 Exploitation

Le domaine de sûreté « Exploitation » à Pickering-A a atteint les objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2008. Globalement, les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale.

1.3.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

Aucun changement d'importance n'a été apporté à l'organisation ou à la gestion à Pickering-A en 2008.

Trois problèmes ont eu un impact de plus grande importance sur la cote attribuée à la mise en œuvre du programme « Gestion de l'organisation et de la centrale » pour l'année 2008. Les voici :

- l'événement de 2007 mettant en cause la barre de transfert intercentrale du système d'alimentation électrique pour lequel des lacunes de gestion avaient été identifiées comme causes fondamentales;
- le nombre de transitoires au niveau de la centrale;
- les événements devant être rapportés conformément à la norme S-99 et qui ont eu un impact sur les comportements organisationnels.

Le personnel de la CCSN reconnaît qu'un nombre d'améliorations ont été apportées à Pickering-A pour éliminer les causes fondamentales liées à l'événement mettant en cause la barre de transfert intercentrale du système d'alimentation électrique (voir la section 1.3.10.2 pour plus de détails). Ces améliorations comprennent l'installation d'une modification temporaire qui a réglé les problèmes de capacité de cette barre. Les mesures visant à changer la culture et axées sur le renforcement des comportements appropriés ont été prises. Il a été observé que deux évaluations indépendantes portant sur le changement de la culture ont été effectuées et ont dénoté qu'un progrès marqué avait été accompli au chapitre de l'adoption de nouveaux comportements. Le personnel de la CCSN en évalue présentement l'efficacité.

Une amélioration au chapitre de l'exploitation a été observée à Pickering-A en 2008 par rapport aux années précédentes, mais le facteur de capacité des tranches 1 et 4 était relativement faible. Tel que décrit au paragraphe 1.3.1.2, dix arrêts forcés ont eu lieu en 2008 aux deux tranches en service à Pickering-A. Ce nombre est semblable aux années précédentes, mais il est quand même jugé élevé pour deux tranches. Deux transitoires ont causé un déclenchement de réacteur en 2008, comparativement à six en 2007. OPG explique cette diminution du nombre de transitoires imprévus à des changements apportés aux procédures.

Inquiet de la conformité du titulaire de permis face aux exigences de soumettre des rapports selon la norme S-99, le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type I* en 2008. L'inspection a permis de déterminer que le titulaire de permis respectait les exigences, mais des problèmes ont été décelés en ce qui a trait à la soumission des rapports en temps opportun, la reconnaissance initiale des événements par son personnel et l'usage excessif de rapports fournissant des renseignements additionnels qui retarde indument l'acheminement de toute l'information au personnel de la CCSN. OPG a pris des mesures en réponse aux deux avis d'action contenus dans le rapport d'inspection et a apporté des changements aux procédures. Un examen du rendement du titulaire de permis en matière de production de rapports effectué à la fin de l'année a révélé des améliorations au chapitre de la rapidité de production de ces rapports et une diminution de l'utilisation de rapports fournissant des renseignements additionnels et du retard accumulé à cause de ceux-ci.

Le personnel de la CCSN reconnaît les efforts déployés par OPG et l'engagement démontré à améliorer l'encadrement en matière de culture de sûreté et la méthode servant aux auto-évaluations. Le personnel de la CCSN encourage les cadres supérieurs d'OPG à continuer d'appuyer les initiatives d'amélioration en matière de culture de sûreté visant à en rendre le personnel de la centrale encore plus conscient et approuve le rôle qu'ils jouent dans le maintien d'une exploitation sûre et fiable et l'apport d'autres améliorations à ce chapitre.

L'analyse des événements déclarés conformément à la norme S-99 au cours des deux premiers trimestres de 2008 a révélé une tendance du comportement organisationnel similaire à celui observé et rapporté en 2006 et 2007. Le personnel de la CCSN a demandé à OPG de soumettre les résultats de leur examen des évaluations effectuées en 2008. OPG a soumis ses plans pour améliorer le rendement et s'est engagée à fournir régulièrement des mises à jour à la CCSN.

Les examens effectués par le personnel de la CCSN en 2008 concernant les événements ayant nécessité une enquête sur les causes fondamentales n'ont révélé aucun problème de gestion.

En se fondant principalement sur les lacunes en matière de gestion qui ont contribué à l'événement sur la barre de transfert intercentrale du système d'alimentation électrique, sur les activités de

conformité effectuées et l'examen du rendement de la centrale Pickering-A, la cote « Inférieur aux attentes » est attribuée au programme « Gestion de l'organisation et de la centrale » à Pickering-A pour l'année 2008.

1.3.1.2 Conduite des opérations

Le personnel de la CCSN a évalué le programme « Conduite des opérations » à l'aide de renseignements rassemblés au cours d'inspections et d'examens.

Dix arrêts forcés et deux *baisses contrôlées de puissance* se sont produits à Pickering-A en 2008, mais aucune défaillance grave de système ne s'est produite. Aucun arrêt planifié à des fins d'entretien n'a eu lieu en 2008.

Tranche 1 (cinq arrêts forcés)

- Le 3 janvier 2008 : un arrêt forcé a eu lieu à cause de problèmes du dispositif de commande de la soupape de réglage de la turbine (une journée).
- Le 28 février 2008 : un arrêt forcé a eu lieu afin de réparer le moteur défectueux d'une pompe du système de refroidissement en temps d'arrêt (six jours). Celui-ci a été prolongé le 6 mars 2008 afin de réparer le dispositif de commande de la soupape de réglage de la turbine (19 jours).
- Le 6 mai 2008 : un arrêt forcé a eu lieu afin de dégager une machine à chargement coincée sur le réacteur (59 jours).
- Le 25 octobre 2008 : un arrêt forcé a eu lieu à cause de problèmes au système d'alimentation auxiliaire des générateurs de vapeur (16 jours).
- Le 20 novembre 2008 : un arrêt forcé a eu lieu à cause de problèmes au système d'alimentation auxiliaire des générateurs de vapeur (5 jours).

L'INSPECTEUR VÉRIFIE L'ÉTAT DES COMPOSANTS DANS LE BÂTIMENT SOUS VIDE.

Tranche 4 (cinq arrêts forcés)

- Le 20 juin 2008 : une baisse contrôlée de puissance a eu lieu parce qu'une procédure était inadéquate et qu'on ne s'est pas servi de l'expérience d'exploitation pour effectuer l'entretien de l'instrumentation de contrôle de niveau du condenseur de purge. Un déclenchement du réacteur s'est produit à basse puissance (3 jours).

- Le 6 septembre 2008 : un arrêt forcé a eu lieu pour permettre de réparer les mécanismes de la barre d'arrêt n° 8 défectueux (7,5 jours).
- Le 8 novembre 2008 : un arrêt forcé a eu lieu pour réparer une fuite du circuit caloporteur primaire (23,5 jours); celui-ci a été prolongé le 1er décembre 2008 par une *baisse contrôlée de puissance* occasionnée par un indicateur de fin de course défectueux d'une soupape de vapeur (une journée).
- Le 6 décembre 2008 : un arrêt forcé a eu lieu afin de réparer une fuite de vapeur provenant d'un indicateur de débit dans une conduite des chauffe-eau d'alimentation (2 jours).
- Le 9 décembre 2008 : un arrêt forcé a eu lieu après le déclenchement d'alarmes provenant de deux des trois chaînes de protection liées à des indications de haute pression dans la salle de générateurs de vapeur (6 jours).

Des lacunes au chapitre de la tenue des lieux ont été observées aux cours d'inspections en chantier (de l'eau sur le plancher, du désordre et des échafaudages hors d'usage devant être déplacés).

Le personnel de la CCSN a effectué 26 *inspections de type II* en 2008, en plus d'activités de surveillance et de suivi, d'examens et d'évaluations documentaires et de sa participation à des réunions avec le titulaire de permis afin de discuter des mesures d'application, des exigences d'octroi de permis, des résultats des inspections, et des résultats des examens et évaluations effectués. Se fondant sur les résultats de ces activités, la cote « Satisfaisant » est attribuée au programme « Conduite des opérations » à Pickering-A pour l'année 2008.

1.3.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

Nombre de blessures entraînant une perte de temps rapportées par le titulaire de permis :	2
Fréquence des accidents (FA) (Pickering-A et B) :	0,10
Taux de gravité des accidents (TGA) (Pickering-A et B) :	1,49

La FA et le TGA sont des indicateurs de rendement soumis par le titulaire de permis conformément aux exigences de la norme S-99. Le personnel de la CCSN juge que la FA et le TGA rapportés par OPG pour l'année 2008 reflètent un rendement adéquat en matière de santé et sécurité au travail à Pickering-A. La valeur combinée du TGA à Pickering-A et Pickering-B est 1,49, ce qui est meilleur que la moyenne du secteur nucléaire, celle-ci étant 2,39. Deux accidents causant une perte de temps ont eu lieu à Pickering-A en 2008.

Selon l'examen du rendement à Pickering-A, le personnel de la CCSN a attribué la cote « Satisfaisant » au programme « Santé et sécurité au travail » pour l'année 2008.

1.3.2 Assurance du rendement

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au domaine de sûreté « Assurance du rendement » à Pickering-A pour l'année 2008 puisque celle-ci atteignait les objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement. Globalement, le domaine de sûreté a contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale.

1.3.2.1 Gestion de la qualité

Les examens documentaires portant sur les documents directeurs d'OPG ont permis de déterminer que les documents révisés répondent toujours aux exigences pertinentes de la norme N286.0 de la CSA. Des manques d'uniformité ont été décelés, mais ceux-ci n'avaient pas d'incidence en matière de sûreté de l'exploitation.

Le personnel de la CCSN a effectué une analyse des événements survenus à Pickering-A et devant être rapportés conformément à la norme S-99 et a fait un lien entre ceux-ci et les exigences de base du programme de qualité définies dans la norme N286.5. Une lacune au chapitre des exigences en matière de gestion de la qualité se rapportant au contrôle des articles, des processus et des pratiques a été décelée.

Le programme « Gestion de la qualité » continue d'être bien documenté et on n'a pas observé de dérogations systématiques aux processus. Par conséquent, la cote « Satisfaisant » est attribuée au programme « Gestion de la qualité ».

1.3.2.2 Facteurs humains

L'exigence voulant qu'un effectif minimal adéquat soit maintenu et qu'il soit possible d'en donner la confirmation est une composante fondamentale du programme « Facteurs humains ». Des inquiétudes au sujet de l'effectif minimal ont été soulevées aux centrales de Pickering au cours des dernières années. Les événements attribuables à des causes communes qui ont eu lieu aux centrales de Pickering en 2003 et 2004 (l'afflux d'algues et la perte d'alimentation électrique hors site) ont mis en évidence les défis auxquels le personnel de la centrale doit faire face au cours d'événements ayant un impact sur plus d'une tranche. Le document actuel traitant de l'effectif de quart des centrales à Pickering fait mention des exigences relatives à l'effectif minimal pour faire face à un événement à une seule tranche, soit à Pickering-A ou à Pickering-B. Le personnel de la CCSN a manifesté son inquiétude quant à la pertinence des niveaux de dotation pour faire face à un événement à une tranche si un événement attribuable à des causes communes devait se produire. En 2004, le personnel de la CCSN a demandé formellement à OPG d'effectuer une analyse du nombre minimal de personnes requises en cas de tels événements, comme un incendie, un séisme, des *accidents de dimensionnement*, etc.

Un examen effectué par le personnel de la CCSN en 2008 a révélé qu'OPG n'avait pas réglé cette question à sa satisfaction, à Pickering-A et Pickering-B. Plusieurs rencontres ont eu lieu entre le personnel de la CCSN et OPG au cours desquelles l'exigence d'effectuer une analyse du nombre minimal de personnes requises en cas d'événements attribuables à des causes communes a été réitérée. Le travail effectué par OPG en 2008 n'a pas démontré que la situation est conforme aux exigences des documents d'application de la réglementation G-323, *Assurer la présence d'un nombre suffisant d'employés qualifiés aux installations nucléaires de catégorie I – Effectif minimal*, et G-278, *Plan de vérification et de validation des facteurs humains*. En 2008, OPG a soumis un plan d'action et un calendrier visant à démontrer qu'elle se conforme pleinement à ces documents d'application de la réglementation de la CCSN. Le personnel de la CCSN suivra de près les progrès d'OPG dans ce dossier afin de s'assurer que toutes les inquiétudes relatives aux exigences concernant l'effectif minimal sont prises en compte.

En 2006, le personnel de la CCSN a effectué une inspection à Pickering pour vérifier que les exigences relatives à l'effectif minimal par quart étaient respectées. Le personnel de la CCSN a conclu que le contrôle et la surveillance de la présence de l'effectif minimal par quart, afin de s'assurer que des employés qualifiés sont disponibles pour tous les groupes de travail et pour combler les rôles à jouer en cas d'urgence, n'étaient pas effectués à Pickering-A et Pickering-B. OPG a mis en œuvre en 2008 le Programme de coordination de l'effectif minimal, une méthode permanente pour contrôler et faire le suivi de la présence de l'effectif minimal par quart. Des progrès ont été réalisés à Pickering-A et Pickering-B concernant les mesures prises pour répondre à la directive et aux avis d'action inclus au rapport d'inspection initial.

En 2005, le personnel de la CCSN avait demandé à OPG de soumettre des plans d'urgence, pour s'assurer que des postes clés sur le site sont comblés et des stratégies à adopter s'il n'était pas possible de répondre à toutes les exigences de dotation. Ceci avait été demandé afin d'évaluer la vulnérabilité des sites des centrales nucléaires au Canada en cas d'événements hors site, qu'ils soient d'origine humaine ou naturelle. Plus tard, cette démarche a englobé des discussions sur la planification en cas de pandémie. OPG a soumis ces plans et répondu aux questions soulevées par le personnel de la CCSN.

En 2008, OPG a mis en œuvre plusieurs initiatives visant à améliorer le domaine des facteurs humains, dont une campagne de conscientisation au sujet des ambiguïtés dans les procédures et la réaction rapide aux événements causés par des erreurs humaines afin d'éviter qu'ils se reproduisent.

En août 2007, OPG a effectué une autoévaluation de la culture de sûreté à Pickering-A. Le personnel de la CCSN a évalué la mise en œuvre de la méthode suivie et l'utilisation faite des outils servant

à l'entrée des données et a communiqué ses observations à OPG au début de 2008, y compris d'autres recommandations d'améliorations. L'élaboration d'une méthode d'autoévaluation de la culture de sûreté est un processus dynamique et permanent et OPG doit être louangée pour les efforts déployés à cet égard. Le personnel de la CCSN continuera de faire un suivi des améliorations apportées à cette méthode.

En se basant sur les activités de conformité effectuées et l'examen du rendement à Pickering-A, le personnel de la CCSN a attribué la cote « Inférieur aux attentes » à la mise en œuvre du programme « Facteurs humains » par OPG pour l'année 2008.

1.3.2.3 Formation, examen et accréditation

Le personnel de la CCSN juge que le nombre de travailleurs qualifiés pour effectuer les activités autorisées à Pickering-A est suffisant. La cote « Satisfaisant » est attribuée au programme « Formation, examen et accréditation » pour l'année 2008.

Formation

Le personnel de la CCSN a effectué en 2008 un examen portant sur le document décrivant le programme de formation N-PROG-TR-0005 (R08) d'OPG, puis identifié cinq lacunes. Celles-ci avaient trait à une nouvelle terminologie adoptée concernant les qualifications en matière de formation et à la répartition des programmes à la catégorie nécessitant qu'ils soient fondés sur les principes de l'*Approche systématique à la formation*. OPG a soumis au personnel de la CCSN un plan pour éliminer les lacunes ainsi que les délais dans lesquels il devrait être complété. Il est prévu que la plupart des mesures correctives seront achevées en 2009. Puisque ce nouveau programme de formation a été distribué dernièrement, le personnel de la CCSN estime qu'il n'a pas eu d'effets néfastes sur les qualifications des travailleurs et qu'OPG dispose présentement de suffisamment de travailleurs qualifiés pour effectuer les travaux requis.

Une *inspection de type I* du Programme de formation des opérateurs a été effectuée en janvier 2008. Des aspects positifs du programme de formation ainsi que certaines lacunes en sont ressortis. Une demande a été présentée à OPG pour la production d'un plan de mesures correctives afin d'éliminer les lacunes avant le 1er avril 2009.

En 2008, après la vérification des mesures correctives, il a été jugé que les inquiétudes soulevées par la CCSN après plusieurs inspections antérieures avaient été éliminées. Une lacune décelée lors d'une *inspection de type I* effectuée en 2004 existe toujours, celle-ci ayant trait au programme de formation initiale du personnel préposé à l'entretien mécanique et aux dispositifs de commande.

Examen et accréditation

Le taux de réussite global aux examens d'accréditation était de 100 % à Pickering-A en 2008.

En 2007, OPG a proposé des changements aux exigences relatives aux examens de requalification pour le personnel de quart accrédité. En tenant compte de consultations continues au cours de 2008 entre la CCSN et toutes les centrales nucléaires, le personnel de la CCSN a examiné ces changements et a déterminé que tous les problèmes relatifs aux processus d'examen de requalification avaient été réglés.

La condition préalable au transfert des examens d'accréditation aux titulaires de permis est que ceux-ci doivent disposer d'un nombre suffisant d'examinateurs répondant aux exigences de qualification spécifiées dans les documents d'application de la réglementation pertinents. La CCSN a publié en février 2008 le document d'application de la réglementation RD-204, *Accréditation des personnes qui travaillent dans des centrales nucléaires*, qui présente les exigences réglementaires concernant la formation initiale, l'accréditation et la formation permanente du personnel accrédité. Le personnel de la CCSN a évalué les programmes d'examen d'OPG et les a jugé satisfaisants.

Après la publication du document RD-204, OPG a fait une demande de modification du permis d'exploitation de la centrale nucléaire Pickering-A afin d'y inclure les nouvelles exigences et de tenir ses propres examens d'accréditation initiale du personnel de quart. Le tribunal de la *Commission* a approuvé le transfert de ces examens à OPG en janvier 2009.

LES INSPECTEURS EFFECTUENT UNE TOURNÉE RÉGULIÈRE AVEC LES GESTIONNAIRES DE LA CENTRALE AVANT LE REDÉMARRAGE D'UN RÉACTEUR.

1.3.3 Conception et analyse

La cote « Satisfaisant » est attribuée au domaine de sûreté « Conception et analyse » à Pickering-A pour l'année 2008 puisque les objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement ont été atteints. Globalement, les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à la poursuite de l'exploitation sûre de la centrale en permettant d'identifier et de régler les problèmes de conception et d'analyse liés à la sûreté. Cependant, la cote « Inférieur aux attentes » est attribuée au programme « Conception ».

1.3.3.1 Analyse de sûreté

De nombreuses inquiétudes relatives au programme « Analyse de sûreté » à Pickering-A ont été soulevées au cours des dernières années ou persistent. Elles touchent les aspects suivants :

- les conséquences du vieillissement de la centrale sur les paramètres de couverture;
- les anomalies observées lors des essais portant sur le flux de chaleur critique des grappes de combustible à 28 éléments et leur impact sur la sûreté;
- la mise à jour du *Rapport de sûreté*.

Des mises à jour ont été fournies lors des réunions publiques du tribunal de la *Commission* tenues en juin 2008 (CMD 08-M37) et février 2009 (CMD 09-M5). Seules les mises à jour concernant les progrès réalisés sont abordées dans les paragraphes qui suivent.

Impact du vieillissement de la centrale sur les paramètres de couverture
Le vieillissement touche tous les composants du circuit caloporteur primaire (*tubes de force*, *générateurs de vapeur* et *tuyaux d'alimentation*) des centrales CANDU. Cela affecte les conditions d'exploitation (débit, température et pression du réfrigérant) et peut avoir un impact sur les marges de sûreté.

Le vieillissement des composants du circuit caloporteur primaire peut avoir un impact sur la pertinence des seuils de déclenchement de la protection contre les surpuissances neutroniques actuelles. L'impact négatif du vieillissement sur ces seuils peut être compensé en augmentant les marges à l'aide de la nouvelle méthode relative à la protection contre les surpuissances neutroniques décrite à la section 2.3.1.

OPG a signalé en 2008 que le vieillissement du circuit caloporteur primaire pouvait également avoir un impact sur la pertinence de la couverture des paramètres de déclenchement en cas de pertes de débit et de petits APRP. Les organisations du secteur nucléaire travaillent de concert avec la CCSN pour résoudre ce problème.

Grappes de combustible à 28 éléments
OPG a signalé en juin 2007 que les résultats des essais portant sur le flux de chaleur critique (FCC) des grappes de combustible à 28 éléments avaient révélé l'assèchement des gaines de combustible à 28 éléments présentement utilisées à Pickering-A débute, étaient passablement inférieures à celles prévues auparavant.

OPG a élaboré de nouvelles corrélations relatives au FCC utilisées pour effectuer des analyses de sûreté qui font présentement l'objet d'un examen de la part du personnel de la CCSN. Il est prévu qu'OPG soumettra de façon formelle en juin ou en juillet 2009 une proposition de la marche à suivre pour résoudre ces questions.

Mise à jour du Rapport de sûreté
En 2007, le personnel de la CCSN a informé OPG, et tous les titulaires de permis que l'analyse d'accidents à la section 3 du *Rapport de sûreté* ne répondait pas aux critères d'autorisation au regard des outils de validation, de la cohérence et du conservatisme des méthodes d'analyse et des hypothèses connexes, et du traitement et de l'application des incertitudes liées aux simulations et aux mesures. Bien que le dossier de sûreté de Pickering-A ne soit pas remis en question, il est nécessaire de valider les marges de sûreté et les analyses. OPG a préparé une proposition de stratégie pour résoudre toutes ces questions d'ici 2010, et a également soumis des mises à jour de façon régulière sur les solutions apportées.

En se basant sur les activités de conformité effectuées et sur l'examen du rendement à Pickering-A en 2008, on a conclu que les marges actuelles sont adéquates et que les problèmes majeurs sont similaires à toutes les centrales CANDU. Par conséquent, le personnel de la CCSN attribue la cote « Satisfaisant » au programme « Analyse de sûreté » à Pickering-A pour l'année 2008.

1.3.3.2 Questions de sûreté

Le personnel de la CCSN a évalué le progrès réalisé par les entreprises et les compagnies d'électricité propriétaires du secteur des centrales nucléaires CANDU relativement à la résolution des dossiers génériques. À cette fin, OPG a poursuivi ses activités, y compris sa participation aux efforts du secteur.

Les dossiers génériques 88G02 et 95G02 ont été fermés à Pickering-A en 2008. Une brève description de ceux qui sont toujours ouverts ainsi que l'année au cours de laquelle il est prévu de les fermer se trouvent à l'annexe F.

La cote « Satisfaisant » est attribuée à ce programme à Pickering-A pour l'année 2008.

1.3.3.3 Conception

Il a été déterminé en 2007 que la barre de transfert intercentrale présentait des lacunes depuis son installation en 1991. OPG a modifié temporairement la barre afin qu'elle puisse répondre aux critères de sa conception. Cependant, la modification temporaire comporte des lacunes dont un manque de redondance, une fiabilité réduite et une nécessité d'intervention plus grande de la part des opérateurs. OPG a développé une modification permanente et devant être mise en place lors de l'arrêt pour effectuer l'essai du bâtiment sous vide en 2010. Un sommaire plus détaillé de la situation concernant la barre de transfert intercentrale est fourni à la section 1.3.10.2.

Plusieurs conditions distinctes s'appliquant à une tranche existent présentement à Pickering-A et causent des difficultés aux opérateurs pendant des transitoires, y compris :

- la capacité d'empêcher la pression du réservoir de stockage du réfrigérant primaire de chuter;
- la réaction lente du gouverneur après une *baisse contrôlée de puissance*;
- la transition entre linéaire et logarithmique du système de régulation du réacteur;
- les limitations des barres de compensation;
- les difficultés de contrôler le niveau des *générateurs de vapeur*;
- les difficultés de contrôler le niveau du dégazeur.

OPG est bien consciente de ces problèmes et s'est engagée à régler chacun d'eux.

En se fondant principalement sur les lacunes de la modification temporaire de la barre de transfert intercentrale, le personnel de la CCSN a attribué la cote « Inférieur aux attentes » au rendement du programme « Conception » à Pickering-A pour l'année 2008.

1.3.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement

La cote « Satisfaisant » est attribuée au domaine de sûreté « Aptitude fonctionnelle de l'équipement à Pickering-A pour l'année 2008 parce que les objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement sont atteints. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de manière adéquate à l'exploitation sûre de la centrale grâce à l'identification et la résolution de problèmes liés à la sûreté touchant les systèmes, structures et composants.

1.3.4.1 Entretien

Une *inspection de type II* de la surveillance de l'état de l'équipement par le personnel d'entretien a été effectuée en octobre 2008. Cette inspection visait à vérifier que des procédures et des processus sont en place à Pickering-A pour faire le suivi de l'état des systèmes, structures et composants afin de déterminer s'ils sont en mesure de remplir le rôle pour lequel ils ont été conçus. L'inspection a confirmé que l'équipement majeur avait été identifié et qu'une analyse des modes de défaillance fonctionnelle avait été effectuée afin de déterminer les mécanismes de dégradation et les paramètres à surveiller.

Le personnel de la CCSN examine de façon régulière les rapports d'événements soumis conformément à la norme S-99 qui ont trait au programme « Entretien ». En 2008, 33 événements de ce type ont été rapportés, dont seulement un suffisamment important pour justifier la préparation d'un Rapport sur les faits saillants. Cet événement était causé par un fil du circuit de commande d'une vanne du système de refroidissement en temps d'arrêt desserré, ce qui a entraîné l'échec d'un essai régulier de cette vanne. Une défaillance de niveau 1 du système de refroidissement d'urgence du cœur a été rapportée (pour plus de détails, voir l'annexe E).

L'examen effectué par le personnel des indicateurs de rendement rapportés conformément à la norme S-99 a permis de conclure que le coefficient d'exécution de l'entretien préventif (le nombre d'ordres de travail concernant l'entretien préventif des systèmes fonctionnels liés à la sûreté divisé par le nombre d'ordres de travail d'entretien préventif et d'entretien correctif des systèmes fonctionnels liés à la sûreté), s'est amélioré à Pickering-A au cours de la dernière année.

Les quatre indicateurs indirects de rendement en matière d'entretien suivants ont été généralement stables : le nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression, le nombre d'essais prescrits non effectués sur les systèmes de sûreté, le nombre de transitoires imprévus et le coefficient de perte de capacité imprévue.

D'après les activités de conformité effectuées et l'examen du rendement à Pickering-A, la cote « Satisfaisant » a été attribuée au programme « Entretien » à cette centrale pour l'année 2008.

VÉRIFICATION DE L'ÉTAT DE LA CONDUITE DE DÉCHARGE DE PRESSION À PICKERING.

1.3.4.2 Intégrité structurale

En 2008, les exigences relatives aux enveloppes sous pression citées dans le permis d'exploitation ont été respectées à Pickering-A. Des inspections ont été effectuées conformément aux normes pertinentes de la CSA. Les programmes d'OPG relatifs à l'aptitude fonctionnelle sont adéquats pour s'assurer que l'intégrité des *tubes de force*, des *tuyaux d'alimentation* et des tubes des *générateurs de vapeur* est préservée.

Aucun arrêt planifié des tranches de Pickering-A n'a eu lieu en 2008. Les inspections antérieures des tubes de force et des tuyaux d'alimentation effectuées conformément au programme d'aptitude fonctionnelle ont cependant confirmé qu'ils sont en suffisamment bon état pour demeurer en service jusqu'aux prochains arrêts prévus de la tranche 1 en 2010 et de la tranche 4 en 2009. De

plus, OPG a soumis les résultats des mesures de l'allongement effectuées sur les extrémités est (fixes) et ouest (libres) des 390 canaux de la tranche 1 au cours de l'arrêt en 2007. Dans le rapport, on conclut que les résultats sont satisfaisants jusqu'à la prochaine inspection prévue.

Au cours de l'arrêt à l'automne 2007, 8 des 12 *générateurs de vapeur* de la tranche 1 ont été inspectés. Un examen par la CCSN des résultats de l'inspection, une surveillance de l'état de l'équipement et des évaluations opérationnelles ont été effectuées en 2008. Les données tirées des résultats de l'inspection montrent que les *générateurs de vapeur* peuvent demeurer en exploitation de manière sûre jusqu'au prochain arrêt prévu en 2010. Des évaluations techniques des résultats des inspections effectuées au cours d'arrêts antérieurs a confirmé que les *générateurs de vapeur* de la tranche 4 à Pickering-A étaient en suffisamment bon état jusqu'au prochain arrêt prévu en 2009.

OPG a rapporté un niveau légèrement élevé de tritium dans les conduites de vapeur principale de la tranche 1 à Pickering qui coïnciderait avec une fuite d'un tube de *générateur de vapeur* de 0,1 à 0,3 kg/h en juillet 2008. Ce taux de fuite était bien inférieur au taux permis de 15 kg/h. Il est aussi inférieur au seuil de 5kg/h qui, selon OPG, améliorerait leur capacité de confirmer une fuite de tube. OPG se sert de plusieurs mesures pour évaluer les conséquences possibles d'une fuite de tube. Les inspecteurs de la CCSN estiment que les renseignements fournis par OPG au sujet de cette fuite, en vertu de la norme N285.4-94 de la CSA, justifient le maintien en service des *générateurs de vapeur* de la tranche 1 à Pickering jusqu'à la prochaine inspection prévue en 2010.

OPG effectue des inspections périodiques des enveloppes de confinement identifiées dans la norme N285.5-M90 de la CSA et, conformément au Programme d'inspection périodique (PIP) de la centrale, soumet régulièrement des rapports d'inspection au personnel de la CCSN pour examen et acceptation. À la fin de 2007, OPG a effectué des inspections des enveloppes de confinement des tranches 0, 1 et 4 et a soumis les rapports d'inspection à la CCSN. OPG répond de manière satisfaisante aux commentaires de la CCSN sur les rapports produits dans le cadre du PIP.

OPG effectue des inspections périodiques des composants de la centrale nucléaire Pickering-A et soumet les rapports à la CCSN de façon continue, conformément à la norme N285.4 de la CSA, *Inspections périodiques des composants des centrales nucléaires CANDU*. En 2008, OPG a soumis un rapport des inspections périodiques des composants de la tranche 1, préparé conformément à la norme N285.4 de la CSA, au personnel de la CCSN aux fins d'approbation et d'acceptation. On a jugé que le rapport était généralement satisfaisant.

Aucune inspection des structures de confinement énumérées dans la norme N287.7 de la CSA n'a été effectuée en 2008.

En 2008, OPG a répondu aux exigences de la norme S-99 ayant trait à la production de rapports sur la dégradation des enveloppes sous pression. Dans la plupart des cas, les conséquences des fuites minuscules, des fissures, du vieillissement et de la corrosion décelés en 2008 étaient minimes et OPG a pris des mesures appropriées pour tenir compte de la détérioration observée. Deux incidents ont été rapportés impliquant le bris d'un tuyau de classe 6 après qu'une jauge de pression y ait été installée. Ces incidents ont incité OPG à effectuer une *analyse des causes fondamentales*. La fatigue du métal occasionnée par les vibrations a été identifiée comme étant la cause du bris des tuyaux. OPG a pris des mesures pour corriger ce problème.

Les examens des rapports trimestriels effectués par la CCSN ont révélé plusieurs points préoccupants concernant les enveloppes sous pression. Cependant, dans tous les cas, OPG a pris les mesures nécessaires pour s'assurer que l'état des enveloppes sous pression était adéquat. Une observation d'importance a été faite concernant l'amincissement considérable de la paroi du réservoir de stockage de l'hélium du système du modérateur de la tranche 1. Des mesures provenant d'essais complexes par ultra-sons faisant appel à des techniques à balayage électronique ont permis de conclure que l'amincissement imprévu de la paroi était attribuable au laminage de la tuyauterie en acier.

D'après les activités de conformité effectuées et l'examen du rendement à Pickering-A, la cote « Satisfaisant » a été attribuée au programme « Intégrité structurale » pour l'année 2008.

1.3.4.3 Fiabilité

La présente étude probabiliste des risques à Pickering-A soumise en 1995 a servi comme outil de vérification de la conception en appui de l'analyse de sûreté. OPG a révisé récemment cette étude et la soumettra à la CCSN. Une demande de soumettre une stratégie d'application de la norme S-294, *Études probabilistes de sûreté (ÉPS) pour les centrales nucléaires*, a été faite à OPG. Il est prévu qu'une mise à jour de l'étude probabiliste des risques à Pickering-A sera soumise au cours des prochaines années, conformément à la norme S-294.

Quatorze défaillances d'un *système spécial de sûreté* ou d'un système de sûreté en attente ont été rapportées à Pickering-A en 2008 conformément à la norme S-99. Ce nombre est similaire à celui des années antérieures. Les défaillances de 2008 étaient liées à des problèmes avec le système d'injection d'urgence du caloporteur, le système de confinement, le système auxiliaire d'alimentation des générateurs de vapeur, le système d'eau de service d'urgence à basse et haute pression, le circuit caloporteur ainsi que plusieurs autres impliquant la barre de transfert intercentrale.

En 2008, le système d'injection d'urgence du caloporteur n'a pas atteint l'objectif en matière de fiabilité parce qu'une vanne du système de refroidissement ne s'est pas ouverte en temps d'arrêt. À cause de cet incident, ce système a été déclaré indisponible pour une période de 3,5 jours.

Le personnel de la CCSN a soulevé une inquiétude au sujet des critères dont se sert OPG pour déterminer les systèmes importants pour la sûreté. Un examen préliminaire de la réponse d'OPG indique que celle-ci n'a pas changé fondamentalement sa position sur ces critères. Il s'agit d'un problème que l'on retrouve dans l'ensemble du secteur nucléaire et la CCSN en discutera davantage avec OPG en 2009.

Des 12 000 essais et plus prévus en 2008, un seul n'a pas été effectué à la tranche 2. Cet essai a éventuellement été effectué avec succès avant la fin de novembre 2008.

Comme rapporté en 2007, OPG continue de mettre en vigueur les exigences de la norme S-98 à Pickering-A, par exemple en améliorant les modèles de fiabilité utilisés pour tous les systèmes importants pour la sûreté et en répondant aux commentaires de la CCSN. Des progrès ont été réalisés à ce dernier chapitre.

Selon les activités de conformité effectuées et l'examen du rendement à Pickering-A, le personnel de la CCSN a attribué la cote « Satisfaisant » au programme « Intégrité structurale » pour l'année 2008.

1.3.4.4 Qualification de l'équipement

Au cours d'inspections en chantier effectuées en 2008, le personnel de la CCSN a décelé plusieurs lacunes ayant trait à la qualification sismique. Ces lacunes comprenaient de l'équipement et des matériaux qui n'étaient pas attachés, des échafaudages non parasismiques ainsi que des échafaudages et de l'éclairage de secours qui n'étaient pas étiquetés ou l'étaient de façon erronée. En plus de corriger les lacunes une à la fois, OPG a pris des mesures pour réduire le nombre de lacunes à l'avenir. La mise en œuvre et la mise à jour permanentes du programme de QE de la centrale offrent une assurance raisonnable que les systèmes, structures et composants couverts par ce programme continueront de remplir leur rôle de façon compatible avec la conception et les bases d'autorisation actuelles de Pickering-A.

Une demande avait été faite à la direction de Pickering-A concernant les problèmes de câblage identifiés au cours de l'enquête menée par la CCSN au sujet de l'événement lié à la barre de transfert intercentrale (voir la section 1.3.10.2 pour plus de détails). Une demande a été faite à OPG de démontrer que le câblage était conforme au programme de QE. Plus précisément, la demande à OPG consistait à soumettre les regroupements servant à la préparation des listes relatives à la QE, les évaluations en matière de QE, tout rapport d'essai et analyse de similitude, ainsi que la composition de 11 matériaux isolants en PVC. OPG n'a pas encore répondu à cette demande.

Une *inspection de type II* du rendement du programme de chimie du titulaire de permis a été effectuée en 2008. Certains aspects nécessitant des améliorations ont été signalés aux titulaires de permis dans le cadre de la participation de Pickering-A au programme de comparaison entre les différents laboratoires qui a pour but de contrôler la qualité des analyses.

Selon les activités de conformité et l'examen du rendement à Pickering-A effectués en 2008, le personnel de la CCSN a attribué la cote « Satisfaisant » au programme « Qualification de l'équipement ».

1.3.5 Préparation aux situations d'urgence

Le personnel de la CCSN a examiné les rapports trimestriels sur l'exploitation et les indicateurs de rendement soumis en 2008 conformément à la norme S-99. Les données des indicateurs de rendement étaient représentatives du rendement observé au cours des cinq dernières années. Quatre événements devant être rapportés en 2008 l'ont été correctement conformément au plan provincial d'urgence nucléaire.

Une *inspection de type I* d'un exercice d'intervention en cas d'urgence à Pickering-A et Pickering-B a été effectuée en février 2008. Le scénario de l'exercice consistait en un gros APRP à une tranche, suivi d'un nombre de complications pouvant présenter un défi intéressant pour l'équipe en service et les intervenants. Le rapport comportait des recommandations spécifiques au déroulement de l'exercice. Deux avis d'action ont été émis après l'inspection et on y a répondu de façon satisfaisante.

La cote « Satisfaisant » est attribuée au domaine de sûreté « Préparation aux situations d'urgence » à Pickering-A pour l'année 2008, celui-ci répondant aux exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement. OPG a démontré avoir pris des dispositions adéquates en matière de préparation et d'intervention qui procureraient une protection appropriée de l'environnement et permettrait de préserver la santé et la sécurité des Canadiens pendant une situation d'urgence.

1.3.6 Protection de l'environnement

En 2008, on a rapporté une dose au public de 4,1 µSv attribuable à Pickering-A et Pickering-B, ce qui est bien inférieur à la limite de dose au public de 1 000 µSv. Les rejets de substances nucléaires dans les effluents gazeux et liquides sont toujours demeurés inférieurs aux seuils d'intervention en matière d'environnement.

L'examen effectué par le personnel de la CCSN des rapports trimestriels sur l'exploitation soumis conformément à la norme S-99 n'a pas permis de déceler de problèmes importants concernant la dose de rayonnement au public et la protection de l'environnement. Aucun rapport n'a été reçu de Pickering-A concernant des rejets imprévus de substances nucléaires ou dangereuses pouvant poser un risque indu pour l'environnement.

Une *inspection de type 1* des politiques et procédures en matière de protection de l'environnement au site de Pickering a été effectuée en juillet 2006. En 2008, OPG a soumis une mise à jour sur les mesures prises pour répondre aux *avis d'action* émis après l'inspection. Le personnel de la CCSN a jugé que les mesures prises jusqu'à maintenant par OPG étaient adéquates.

À la fin de 2007, le projet étant complété, OPG a demandé un « accord de principe » au sujet de l'élimination de la condition du permis relative au « Programme de surveillance suite à l'évaluation environnementale effectuée pour la remise en service de Pickering-A ». Le personnel de la CCSN a donné son accord au changement apporté à la portée et le permis d'exploitation a été modifié en conséquence. Cependant, le personnel de la CCSN a constaté que la condition 12.4 du permis n'avait pas été respectée à Pickering-A. Plus particulièrement, les effets sur l'environnement du circuit d'eau de refroidissement du condenseur (c'est-à-dire, l'impaction et l'entraînement ainsi que les rejets thermiques) n'ont pas été surveillés et rapportés conformément au programme de surveillance après l'évaluation environnementale.

VÉRIFICATION DU PANNEAU DE RELAIS.

Le personnel de la CCSN a également examiné les données fournies par OPG relatives au taux de mortalité des poissons causé par l'impaction et l'entraînement à l'entrée de l'eau de circulation de Pickering-A et Pickering-B, celui-ci provenant de l'évaluation environnementale effectuée dans le cadre de l'étude de faisabilité de la réfection de la centrale Pickering-B. Le personnel de la CCSN a jugé que le taux de mortalité actuel des poissons constitue un risque inacceptable pour l'environnement. Le personnel de la CCSN a également conclu qu'OPG n'avait pas mis en œuvre de mesures d'atténuation identifiées en mars 2003 dans le cadre de son programme de gestion des conséquences de l'impaction et de l'entraînement sur les poissons. Il a aussi été observé que Pêches et Océans Canada avait exprimé des inquiétudes quant à l'importance de la perte de poissons à Pickering-A et Pickering-B pour la même raison. Par conséquent, en vertu de la section 12(2) du *Règlement général sur la sûreté et la réglementation nucléaires*, une demande a été faite à OPG pour qu'elle mette en œuvre des mesures pour atténuer les conséquences de l'impaction et de l'entraînement selon un calendrier avec des échéances strictes. Des mesures d'atténuation temporaires à cet égard seront mises en œuvre en 2009 et des mesures permanentes le seront d'ici 2012. OPG donne présentement suite à la demande.

De plus, le personnel de la CCSN s'est dit inquiet des effets sur l'environnement de la température de l'eau à la sortie de l'eau de circulation du site actuel de Pickering. OPG s'est engagée à effectuer des études additionnelles afin de confirmer l'ampleur du panache thermique ainsi que la présence d'espèces de poissons et à quels stades de leur vie un refroidissement de la température de l'eau de circulation pourrait avoir des effets négatifs. Par la suite, le personnel de la CCSN a demandé à OPG de soumettre un plan décrivant la nature et le calendrier de ces études. Le plan fourni par OPG est présentement à l'étude.

Le personnel de la CCSN a également conclu que la preuve présentée était insuffisante pour démontrer que les effets sur l'environnement attribuables à la présence de substances dangereuses dans l'eau souterraine suite au projet de remise en service de Pickering-A étaient surveillés, évalués et rapportés après le redémarrage, n'était pas complète. OPG a résolu ultérieurement cette question à la satisfaction du personnel de la CCSN.

Le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type II* portant sur les cas survenus en 2007 où les seuils nécessitant une enquête interne en matière d'environnement ont été dépassés. Le rapport a été présenté en 2008 et comportait plusieurs lacunes à faible risque concernant la manière dont OPG effectuait le suivi de ces enquêtes. OPG a éliminé toutes les lacunes mentionnées dans le rapport et celui-ci a été fermé au début de 2009.

La cote « Inférieur aux attentes » est attribuée au domaine de sûreté « Protection de l'environnement » à Pickering-A en 2008 parce que les conséquences de l'impaction et de l'entraînement sur les poissons constituent un risque inacceptable pour l'environnement qui va à l'encontre des exigences de la CCSN, ce qui rend le rendement inférieur aux attentes. OPG s'est engagée à mettre en œuvre des mesures pour réduire le taux de mortalité des poissons.

1.3.7 Radioprotection

Il n'y a pas eu d'exposition aux rayonnements en 2008 à Pickering-A qui ont dépassé les limites de dose réglementaires ou d'incidents entraînant une dose devant être rapportée comme étant supérieure aux seuils d'intervention d'OPG.

Le personnel de la CCSN a effectué au début de 2008 une *inspection de type II* du Programme de radioprotection à Pickering-A et Pickering-B. Plusieurs aspects positifs ont été observés au cours de l'inspection; cependant, certaines lacunes ont été décelées concernant les étiquettes utilisées dans les zones à caoutchouc et le contrôle de leur accès, la décontamination des lieux contaminés et la calibration des instruments de radioprotection. OPG a pris des mesures pour corriger la situation.

En se fondant sur les activités de conformité effectuées et l'examen du rendement à Pickering-A, le personnel de la CCSN a attribué la cote « Satisfaisant » au domaine de sûreté « Radioprotection » pour l'année 2008.

1.3.8 Sécurité des sites

Le rendement dans ce domaine de sûreté est présenté au tribunal de la *Commission* dans un *document aux commissaires* distinct (CMD 09-M28.A).

1.3.9 Garanties

Pour l'année 2008, le personnel de la CCSN attribue la cote « Entièrement satisfaisant » à la mise en œuvre par OPG du domaine de sûreté « Garanties » à Pickering-A, puisque celle-ci répond aux exigences et aux attentes de la CCSN en matière de rendement ou les dépasse. OPG a pris des mesures appropriées pour respecter les conditions du permis ayant trait aux obligations internationales du Canada prises aux termes du Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires.

En septembre 2008, l'AIEA a effectué une vérification matérielle de l'inventaire à Pickering. Cette inspection a été entreprise afin de vérifier qu'aucun détournement de matières nucléaires n'avait eu lieu, de déceler toute tentative d'altération du système de confinement et de surveillance de l'AIEA et de confirmer la validité des déclarations faites par les autorités du pays et les exploitants des centrales nucléaires. Le personnel de la CCSN a assisté à cette inspection et a effectué en même temps un examen des points suivants : l'aide apportée par la centrale aux inspecteurs de l'AIEA, y compris l'assignation de guides et le prêt d'équipement, l'accès à l'information relative à la comptabilisation et aux documents à l'appui, la conformité de la centrale aux conditions du permis en matière de garanties, et la conformité de l'AIEA à ses droits et obligations à l'égard de l'inspection. C'était la première fois que l'AIEA effectuait un essai sur le terrain de ce type d'inspection à Pickering, ceci dans le cadre du nouveau régime intégré en matière de garanties pour les centrales CANDU. Aucun problème important de conformité n'a été décelé.

De plus, l'AIEA a effectué en 2008 deux vérifications des renseignements sur la conception et une visite d'accès complémentaire à Pickering. Le personnel de la CCSN n'y était pas présent. L'AIEA n'a pas encore publié son rapport des résultats, mais aucun problème n'est à prévoir.

Le personnel de Pickering préposé au domaine de sûreté « Garanties » a participé en 2008 à une série de réunions tripartites avec l'AIEA, la CCSN et d'autres opérateurs de centrales nucléaires afin d'élaborer une procédure intégrée en matière de garanties pour les centrales CANDU. Dans le cadre de cette activité, le personnel de Pickering a participé à un essai sur le terrain d'une méthode d'inspections aléatoires à court préavis afin de permettre à l'AIEA de détecter et prévenir des détournements de matières nucléaires, des altérations de son équipement de surveillance et des activités non déclarées. Depuis juillet 2008, ces inspections aléatoires à court préavis ont remplacé les inspections traditionnellement effectuées par l'AIEA prévues sur une base trimestrielle.

1.3.10 Mise à jour sur les projets et initiatives d'importance

1.3.10.1 Stockage sécuritaire des tranches 2 et 3 – État d'arrêt garanti par la vidange du circuit du modérateur

En novembre 2005, après que son conseil d'administration ait accepté sa recommandation de ne pas aller de l'avant avec le redémarrage des tranches 2 et 3 à Pickering-A, la direction d'OPG a informé la CCSN de sa décision de ne pas les remettre en service comme prévu. Cette décision avait été prise pour des raisons économiques. Au lieu d'être remises en service, les tranches 2 et 3 seront placées en stockage sécuritaire à long terme jusqu'au déclassement des tranches 1 et 4.

Une évaluation environnementale a été effectuée en 2008. L'étape préalable a débuté en février, les lignes directrices ayant été approuvées par le tribunal de la *Commission* en juin et l'approbation d'aller de l'avant donnée en novembre.

Les états finals du système de stockage sécuritaire sont choisis de façon à respecter les exigences réglementaires et environnementales ainsi que celles en matière de sûreté et de conception s'appliquant aux centrales Pickering-A et Pickering-B. Ainsi, elles ne nécessitent plus d'effectuer des opérations ou des activités d'entretien ou de surveillance.

Tout le combustible a été vidangé des deux tranches. L'eau du circuit du modérateur et du circuit caloporteur primaire a été vidée et ceux-ci ont été asséchés. Les modifications au réservoir d'hélium requises pour l'entreposage à long terme de l'eau du circuit du modérateur sont en cours.

Les étapes à venir consistent à isoler les cloisons du bâtiment réacteur de la conduite de dépressurisation et à modifier l'enveloppe du confinement jusqu'aux cloisons, isoler les systèmes de refroidissement d'urgence et le système commun de confinement des tranches en service, couper l'alimentation électrique aux systèmes, couper et boucher les systèmes auxiliaires, fermer et étiqueter les vannes des systèmes afin de constituer une enveloppe de contamination et modifier le système de ventilation du bâtiment réacteur et le système de surveillance des effluents gazeux de façon à ce qu'ils demeurent disponibles sur demande.

1.3.10.2 La barre de transfert intercentrale (BTI)

Au début de juin 2007, OPG a mis la centrale Pickering-A en arrêt après avoir déterminé que la BTI du système d'alimentation électrique ne répondait pas à ses exigences de conception. Cette barre alimente, à partir de Pickering-B, de l'équipement essentiel après la rupture d'une conduite de vapeur principale dans le bâtiment du générateur à Pickering-A. Lors des pires scénarios d'accident, la barre n'avait pas la capacité requise par les charges et la chute de voltage du côté des charges était inacceptable. En mai 2007, OPG a décelé des ouvertures dans les barrières coupe-vapeur des salles à l'épreuve de la vapeur qui contiennent de l'équipement devant être alimenté par la BTI après un accident. L'enquête menée par OPG a décelé plusieurs anciens problèmes associés à la conception et à la mise en service de la barre présents depuis que celle-ci avait été installée en 1991. OPG a donc décidé de mettre la centrale en arrêt. L'événement relatif à la BTI a eu un impact sur plusieurs domaines de sûreté et programmes de la CCSN.

Au cours des mois qui ont suivi, des modifications temporaires ont été conçues et installées à Pickering-A afin de remettre la BTI en état. Les modifications consistaient à en éliminer les charges et à ajouter du câblage afin de la reconfigurer de manière à atténuer les chutes de voltage. Des essais de la nouvelle configuration ont été effectués, ce qui a permis d'établir que la capacité de charge et les chutes de voltage étaient conformes aux spécifications d'OPG. La direction de Pickering-A a demandé à la CCSN d'approuver des modifications temporaires à l'exploitation, rendues nécessaires par les modifications techniques temporaires, avant de redémarrer les tranches.

En effectuant l'examen des modifications temporaires de la BTI, le personnel de la CCSN a décelé des lacunes relativement à la modification des exigences de conception, à l'enregistrement des justifications des modifications apportées aux exigences de conception et aux réponses données aux commentaires sur l'examen de la conception. De plus, le personnel de la CCSN a conclu que le personnel d'OPG n'avait pas toujours respecté les processus et les pratiques définis et acceptés

en matière de modifications techniques et que la capacité du processus actuel à traiter des modifications techniques complexes de la conception n'était pas pleinement assurée.

La CCSN a donné son approbation et la première tranche a été redémarrée en octobre 2007. Cependant, la modification temporaire présente des lacunes dont un manque de redondance, une fiabilité réduite et la nécessité d'interventions plus nombreuses de la part des opérateurs. OPG élabore présentement une modification permanente et il est prévu qu'elle sera en place au début de 2010.

Le personnel de la CCSN a formé une équipe pour effectuer un examen de la situation relative à la BTI, dont un examen des mesures prises par OPG à la suite de la défaillance de cette barre. L'équipe a examiné en détail les modifications techniques et les modifications à l'exploitation nécessaires pour remettre cette barre en état ainsi que les rapports d'OPG portant sur les causes fondamentales et l'ampleur du problème (servant à déterminer dans quelle mesure il faudrait s'inquiéter). Les principales constatations de l'équipe d'examen de la BTI étaient que :

- les modifications techniques et à l'exploitation adoptées afin de rétablir le bon état de la barre sont seulement acceptables à court terme car, dans la situation actuelle, la défense en profondeur est affaiblie, les marges de sûreté sont réduites et le risque est plus élevé;
- les conclusions dans le rapport d'enquête sur les causes fondamentales n'étaient pas bien étayées par l'analyse présentée dans ce rapport et, par conséquent, les causes fondamentales et les mesures correctives identifiées sont douteuses. OPG n'a pas expliqué de façon exhaustive et satisfaisante pourquoi les problèmes de la BTI n'avaient pas été réglés auparavant;
- OPG a effectué quatre évaluations de l'ampleur du problème; cependant, l'équipe formée pour examiner la situation relative à la BTI a jugé que les solutions apportées à certains problèmes n'étaient pas adéquates ou complètes.

L'équipe qui a effectué l'examen de la situation relative à la BTI a fait les recommandations suivantes :

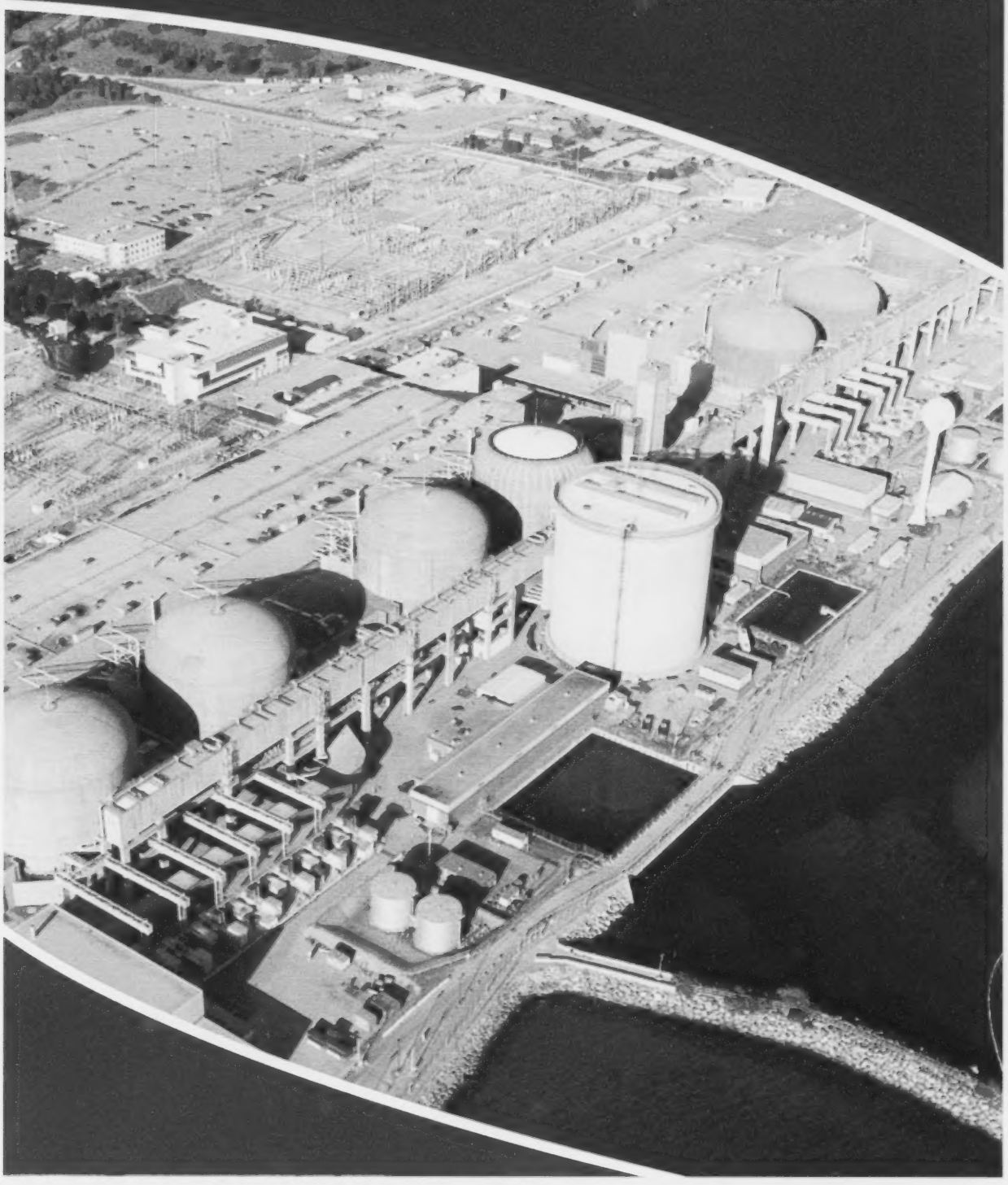
- OPG devrait, dans les plus brefs délais, rechercher une solution permanente permettant de répondre aux exigences originales de conception de cette barre;
- la CCSN devrait effectuer une évaluation complète, approfondie, impartiale et indépendante de l'organisation et de la gestion à Pickering-A;
- OPG devrait soumettre des renseignements additionnels sur les nombreuses mesures correctives mentionnées dans ce rapport et la CCSN devrait les examiner afin de s'assurer qu'ils sont adéquats.

L'examen de la situation relative à la BTI a également permis de déterminer que des lacunes de la gestion étaient la cause première de l'incident, dont un manque de rigueur en matière de gestion et dans l'exécution de plusieurs activités au cours des années.

Depuis 2007, un nombre d'améliorations ont été apportées à Pickering-A afin d'éliminer les causes fondamentales de l'événement se rapportant à la BTI. Ces améliorations comprenaient des modifications temporaires et éventuellement permanentes et des mesures visant à changer la culture et axées sur le renforcement des comportements appropriés. Il a été observé que deux évaluations indépendantes portant sur le changement de la culture ont été effectuées et que celles-ci ont révélé qu'un progrès marqué avait été accompli au chapitre de l'adoption de nouveaux comportements. L'efficacité de ces nouveaux comportements sera évaluée lorsque la CCSN effectuera une évaluation de la culture de sûreté au début de 2009 afin de déterminer l'efficacité des améliorations liées aux initiatives découlant de l'événement sur la BTI.

En 2008, le personnel de la CCSN a effectué une évaluation de l'*analyse des causes fondamentales* révisée et planifie discuter en 2009 de ses inquiétudes relatives à la pertinence des processus servant aux *analyses des causes fondamentales*, y compris des vérifications complémentaires.

1.4 PICKERING-B



1.4 Pickering-B

Le tableau 4 présente les cotes de rendement en matière de sûreté de la centrale Pickering-B pour l'année 2008. Celles-ci ont été attribuées selon une approche qui tient compte du risque et qui intègre le jugement professionnel du personnel de la CCSN et les observations provenant de quatre *inspections de type I* et 55 *inspections de type II*, d'activités de surveillance et de suivi ainsi que d'examens et d'évaluations documentaires. Pour l'année 2008, la cote intégrée de la centrale Pickering-B est « Satisfaisant ». Les définitions des cotes et un tableau donnant une comparaison entre l'ancien et le nouveau système d'attribution des cotes se trouvent à l'annexe B.

TABLEAU 4 : COTES DE RENDEMENT EN MATIÈRE DE SÛRETÉ DE PICKERING-B EN 2008

Domaine de sûreté Programme	**Cote de rendement**
Exploitation	**SA**
Gestion de l'organisation et de la centrale	IA
Conduite des opérations	SA
Santé et sécurité au travail (non radiologique)	SA
Assurance du rendement	**SA**
Gestion de la qualité	SA
Facteurs humains	IA
Formation, examen et accréditation	SA
Conception et analyse	**SA**
Analyse de sûreté	SA
Questions de sûreté	SA
Conception	SA
Aptitude fonctionnelle de l'équipement	**SA**
Entretien	SA
Intégrité structurale	SA
Fiabilité	SA
Qualification de l'équipement	SA
Préparation aux situations d'urgence	**SA**
Protection de l'environnement	**IA**
Radioprotection	**SA**
Sécurité des sites	**Réglementé**
Garanties	**ES**
Cote intégrée de la centrale	SA

1.4.1 Exploitation

Le domaine de sûreté « Exploitation » à Pickering-B a atteint les objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2008. Globalement, les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale.

1.4.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

Aucun changement important n'a été apporté à l'organisation et à la gestion à Pickering-B en 2008, sauf la création du poste de premier vice-président qui a été communiquée à la CCSN conformément à l'article 15 du *Règlement général sur la sûreté et la réglementation nucléaires*.

Selon les observations faites au cours d'activités de conformité diverses, le personnel de la CCSN a conclu que, tout au long de 2008, le rendement en matière de gestion à Pickering-B était conforme au document N-CHAR-AS-0002 d'OPG intitulé *Les attentes du chef de l'exploitation nucléaire*, qui est devenu une nouvelle condition du permis lors du renouvellement du permis de Pickering-B.

Deux problèmes ayant eu un impact de plus grande importance sur la mise en œuvre du programme « Gestion de l'organisation et de la centrale » en 2008 sont :

- les décisions de la direction qui ont causé l'incident à la tranche 7 concernant une réduction de la concentration du gadolinium;
- les événements devant être rapportés conformément à la norme S-99 et ayant un impact sur les comportements organisationnels.

En avril, alors que la tranche 7 était en *état d'arrêt garanti* par surempoisonnement, une baisse de la concentration en gadolinium a été décelée. Le réacteur a été mis en *état d'arrêt garanti* par la vidange du système du modérateur. Une enquête a révélé qu'en raison des conditions spécifiques qui prévalaient à ce moment-là, le dioxyde de carbone qui fuyait du système du gaz annulaire au circuit du modérateur par une fissure d'un *tube de calandre* avait entraîné la formation d'oxalate de gadolinium sur la surface à l'intérieur de la calandre et du système du modérateur. Afin de pouvoir enlever l'oxalate de gadolinium, OPG a demandé de pouvoir déroger aux conditions du permis et d'établir l'*état d'arrêt garanti* par l'insertion de barres. Les systèmes ont été nettoyés avec succès et la puissance de la tranche a été rétablie. Il a été déterminé plus tard qu'une fissure s'était formée dans le *tube de calandre* et que, contrairement à l'hypothèse qui avait cours auparavant, la fuite ne provenait pas d'un joint laminé. Les décisions de la direction de continuer d'exploiter la tranche pendant plus de deux ans en se fondant sur cette information erronée avait exposé la centrale à un plus grand risque. L'incident a fait l'objet d'un Rapport sur les faits saillants, tel que décrit à l'annexe E.

Inquiet du fait que le titulaire de permis ne soumette pas ses rapports selon la norme S-99, le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type I* en 2008. L'inspection a permis de déterminer que le titulaire de permis respectait les exigences, mais des problèmes ont été décelés en ce qui a trait à la soumission des rapports en temps opportun, la reconnaissance initiale des événements par le personnel des titulaires de permis et l'usage excessif de rapports fournissant des renseignements additionnels retardant indument l'acheminement de toute l'information au personnel de la CCSN. OPG a répondu aux deux avis d'action inclus dans le rapport d'inspection et a apporté des changements aux procédures. Un examen du rendement du titulaire de permis en matière de production de rapports effectué à la fin de l'année a révélé des améliorations au chapitre de la rapidité de production et une diminution de l'utilisation de rapports fournissant des renseignements additionnels et du retard accumulé relatif à ces derniers rapports.

Le personnel de la CCSN reconnaît les efforts déployés par OPG et l'engagement démontré à améliorer l'encadrement en matière de culture de sûreté et la méthode servant aux auto-évaluations. Le personnel de la CCSN encourage les cadres supérieurs d'OPG à continuer d'appuyer les initiatives d'amélioration en matière de culture de sûreté visant à rendre le personnel encore plus conscient à cet égard et approuve le rôle qu'il joue dans le maintien d'une exploitation sûre et fiable et l'apport d'autres améliorations à ce chapitre.

Les inquiétudes soulevées au sujet des niveaux de dotation ont été abordées lors de la deuxième journée de l'audience publique sur le renouvellement du permis. Comme il s'était engagé à le faire, le personnel de la CCSN a fait le suivi du niveau de dotation établi par OPG pendant les arrêts prévus. Bien que les mêmes problèmes aient été observés, le personnel de la CCSN juge que les niveaux de dotation n'avaient pas eu un impact négatif sur l'exploitation sûre de la centrale. Ces questions vont faire l'objet d'un suivi.

L'analyse des événements rapportés conformément à la norme S-99 au cours des deux premiers trimestres de 2008 a révélé un comportement organisationnel similaire à celui observé et rapporté en 2006 et 2007. Le personnel de la CCSN a demandé à OPG de soumettre les résultats des évaluations effectuées en 2008. OPG a soumis ses plans pour améliorer le rendement et s'est engagée à fournir des mises à jour régulières à la CCSN.

Le personnel de la CCSN a examiné plusieurs rapports d'*analyse des causes fondamentales* soumis par OPG conformément aux exigences de la norme S-99. Ceux-ci ont révélé que la surveillance effectuée par la direction n'était pas adéquate.

En se fondant principalement sur le rôle joué par la direction dans l'incident survenu à la tranche 7 ainsi que sur les activités de conformité effectuées et l'examen du rendement de la centrale, la cote « Inférieur aux attentes » a été attribuée au programme « Gestion de l'organisation et de la centrale » à Pickering-B pour l'année 2008.

1.4.1.2 Conduite des opérations

Huit arrêts forcés et deux *baisses contrôlées de puissance* se sont produits à Pickering-B en 2008, mais aucun *recul rapide de puissance* et aucune *défaillance grave de système fonctionnel* ne se sont produits. Deux arrêts prévus à des fins d'entretien ont également eu lieu.

Tranche 5 (deux arrêts forcés)

- Le 23 mai 2008 : un arrêt forcé a eu lieu pour réparer le circuit d'essai du système de protection contre les survitesses de la turbine par l'action d'un pêne. Il était prévu que la durée de cet arrêt serait de deux jours, mais il a fallu le prolonger de cinq jours à cause de problèmes chimiques du gaz de couverture du modérateur.
- Le 4 décembre 2008 : un arrêt forcé a eu lieu afin de réparer des fuites de garnitures d'étanchéité des pompes du système de refroidissement en temps d'arrêt. (11 jours)

Tranche 6 (deux arrêts forcés)

- Le 9 janvier 2008 : une *baisse contrôlée de puissance* effectuée manuellement suivie d'un arrêt forcé afin de réparer un disque de rupture du dégazeur de l'eau d'alimentation. (3 jours)
- Le 19 juin 2008 : un arrêt forcé a eu lieu pour remplacer des composants du circuit d'essai du système de protection contre les survitesses de la turbine par l'action d'un pêne. (9 jours)

Tranche 7 (un arrêt forcé et un arrêt prévu)

- Le 6 avril 2008 : une *baisse contrôlée de puissance* s'est produite après le déclenchement du turbo-alternateur causé par un transitoire de voltage qui a été occasionné parce que des mises à la terre du système électrique n'avaient pas été enlevées sur l'équipement de 230 kV dans le poste extérieur. L'événement relatif à la réduction de la concentration du gadolinium s'est produit pendant cet arrêt forcé et l'arrêt prévu P871 a été effectué en même temps. (238 jours)

Tranche 8 (trois arrêts forcés et un arrêt prévu)

- Le 12 mai 2008 : un arrêt forcé a eu lieu pour effectuer les réparations nécessaires lors d'une fuite de vapeur au niveau du caisson de la turbine haute pression. (8 jours)
- Le 15 juillet 2008 : un arrêt forcé a eu lieu pour effectuer les réparations nécessaires lors d'une fuite d'une vanne du système de transfert de l'eau lourde du caloporteur. Un déclenchement du réacteur s'est produit alors qu'il était sous-critique. (26 jours)
- Le 16 août 2008 : un arrêt forcé a eu lieu pour effectuer les réparations nécessaires lors d'une défaillance d'un disque de rupture du dégazeur de l'eau d'alimentation. (4 jours)
- Le 18 février 2008 : l'arrêt prévu à des fins d'entretien P881 devant durer 60 jours a débuté comme prévu, mais il a été prolongé à 73 jours afin de permettre un examen du système de transfert automatique de l'équipement de 4 kV dans le poste extérieur après l'événement relatif aux mises à la terre de l'équipement de 203 kV.

Le personnel de la CCSN a effectué 55 *inspections de type II* à Pickering-B en 2008. De plus, il a effectué des activités de surveillance et de suivi, des examens et des évaluations documentaires et il a participé à des réunions avec le titulaire de permis afin de discuter des mesures d'application, des exigences d'octroi de permis, des résultats des inspections, et des résultats des examens et évaluations effectués. Selon les résultats de ces activités, la cote « Satisfaisant » est attribuée au programme « Conduite des opérations » à Pickering-B pour l'année 2008.

1.4.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

Nombre de blessures entraînant une perte de temps rapportées par le titulaire de permis :	1
Fréquence des accidents (FA) (Pickering-A et B) :	0,10
Taux de gravité des accidents (TGA) (Pickering-A et B) :	1,49

La FA et le TGA sont des indicateurs de rendement inclus aux rapports présenté par le titulaire de permis conformément aux exigences de la norme S-99. Le personnel de la CCSN juge que la FA et le TGA rapportés par OPG pour l'année 2008 reflètent un rendement adéquat en matière de santé et sécurité au travail à Pickering-B. La valeur combinée du TGA à Pickering-A et Pickering-B est 1,49, ce qui est mieux que la moyenne du secteur nucléaire, celle-ci étant 2,39. Un accident entraînant une perte de temps a eu lieu à Pickering-B en 2008.

En 2008, cinq incidents dont le potentiel raisonnable de causer du tort était élevé ont eu lieu à Pickering-B. Il a été jugé que le tort a été évité de justesse et ces événements continueront de faire l'objet d'un suivi de la part du personnel de la CCSN. Deux événements sont dignes de mention : un défaut à la terre s'est produit dans le poste extérieur à Pickering-B alors que l'équipement de 230 kV était alimenté et que des mises à la terre étaient toujours en place et, lors du deuxième événement, un travailleur a été acculé à un mur par de l'équipement qui était déplacé et il a temporairement perdu conscience. Bien que ces événements n'aient pas entraîné de pertes de temps, ils présentent un risque élevé de blessures.

En se fondant sur les évaluations de ce domaine effectuées par le personnel de la CCSN, la cote « Satisfaisant » est attribuée au programme « Santé et sécurité au travail » à Pickering-B pour l'année 2008.

1.4.2 Assurance du rendement

En 2008, le domaine de sûreté « Assurance du rendement » à Pickering-B a atteint les objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement. Globalement, la cote « Satisfaisant » est attribuée à ce domaine de sûreté.

1.4.2.1 Gestion de la qualité

Le document directeur du programme « Gestion de la qualité » à Pickering-B est le document d'OPG N-CHAR-AS-002 intitulé « Les attentes du chef de l'exploitation nucléaire ». Une nouvelle révision de ce document, la douzième, a été présentée en 2008 et son utilisation a ultérieurement été approuvée par le tribunal de la *Commission*. Le personnel de la CCSN a conclu que le programme « Gestion de la qualité » décrit dans le document sur les attentes du chef de l'exploitation nucléaire est conforme aux exigences de la norme pertinente de la CSA.

Le rapport d'une *inspection de type I* du contrôle des modifications techniques a été envoyé à OPG en mai 2008. En raison de cette inspection, le personnel de la CCSN a délivré quatre avis d'action et deux recommandations. OPG a soumis son plan des mesures correctives pour corriger les lacunes et l'échéance pour les mettre en œuvre été fixée à la fin août 2009.

Une *inspection de type II* visant à déterminer si les dossiers ayant trait aux modifications techniques étaient adéquats a été effectuée à la fin d'octobre 2008. Le rapport final incluait quatre lacunes devant être corrigées et une recommandation. L'inspection n'a pas relevé de risque accru à l'exploitation sûre de la centrale.

Le personnel de la CCSN a effectué une analyse des événements survenus à Pickering-B devant être rapportés conformément à la norme S-99 selon les exigences de la norme pertinente N286.5 de la CSA « Assurance de la qualité de l'exploitation des centrales nucléaires ». Dans l'analyse effectuée, le personnel de la CCSN n'a révélé aucun problème pouvant avoir une incidence sur l'exploitation sûre de la centrale Pickering-B. Cependant, elle a permis de déceler des lacunes relatives au contrôle des articles, aux processus et pratiques, aux vérifications ainsi qu'à la compétence du personnel.

D'après les activités de conformité effectuées par le personnel de la CCSN, la cote « Satisfaisant » a été attribuée au programme « Gestion de la qualité » à Pickering-B pour l'année 2008.

1.4.2.2 Facteurs humains

L'exigence voulant qu'un effectif minimal adéquat soit maintenu et qu'il soit possible d'en donner l'assurance est une composante fondamentale du programme « Facteurs humains ». Des inquiétudes au sujet de l'effectif minimal ont été soulevées aux centrales de Pickering depuis plusieurs années. Les événements attribuables à des causes communes qui ont eu lieu aux centrales de Pickering en 2003 et 2004 (l'afflux d'algues et la perte d'alimentation électrique hors site) ont mis en évidence les défis auxquels le personnel de la centrale doit faire face au cours d'événements ayant un impact sur plus d'une tranche. Le document actuel traitant de l'effectif de quart des centrales à Pickering énumère les exigences relatives à l'effectif minimal pour faire face à un événement à une seule tranche, soit à Pickering-A ou à Pickering-B. Le personnel de la CCSN a manifesté son inquiétude quant à la pertinence des niveaux de dotation pour faire face à un événement attribuable à des causes communes devait se produire à une tranche. En 2004, le personnel de la CCSN a demandé formellement à OPG d'effectuer une analyse du nombre minimal de personnes requises en cas de tels événements, comme un incendie, un séisme, des *accidents de dimensionnement*, etc.

Un examen effectué par le personnel de la CCSN en 2008 a révélé qu'OPG n'avait pas réglé cette question à Pickering-A et Pickering-B. Plusieurs rencontres ont eu lieu entre le personnel de la CCSN et OPG au cours desquelles l'exigence pour OPG d'effectuer une analyse du nombre minimal de personnes requises en cas d'événements attribuables à des causes communes a été réitérée. Le travail effectué par OPG en 2008 n'a pas démontré que la situation est conforme aux exigences des documents d'application de la réglementation G-323, *Assurer la présence d'un nombre suffisant d'employés qualifiés aux installations nucléaires de catégorie I – Effectif minimal*, et G-278, *Plan de vérification et de validation des facteurs humains*. En 2008, une demande a été faite à OPG pour qu'elle soumette un plan d'action et un calendrier visant à démontrer qu'elle se conforme pleinement à ces documents d'application de la réglementation de la CCSN. Le personnel de la CCSN suivra de près les progrès d'OPG dans ce dossier afin de s'assurer que toutes les inquiétudes relatives à l'effectif minimal soient prises en compte.

En 2006, le personnel de la CCSN a effectué une inspection à Pickering pour vérifier que les exigences relatives à l'effectif minimal par quart étaient respectées. Après cette inspection, le personnel de la CCSN a conclu que le contrôle et la surveillance de la présence de l'effectif minimal par quart, afin de s'assurer que des employés qualifiés sont disponibles pour tous les groupes de travail en cas d'urgence, n'étaient pas effectués à Pickering-A et Pickering-B. OPG a mis en œuvre en 2008 le programme de coordination de l'effectif minimal, une méthode permanente pour contrôler et faire le suivi de la présence de l'effectif minimal par quart. Des progrès ont été réalisés à Pickering-A et Pickering-B concernant les mesures prises pour répondre à la directive et aux avis d'action inclus dans le rapport d'inspection initiale.

En guise de suivi à l'*inspection de type I* effectuée à Pickering-B en décembre 2006 portant sur le contrôle des modifications techniques et les examens effectués de façon continue, le personnel de la CCSN a effectué en janvier 2008 une *inspection de type II*. Le personnel de la CCSN a jugé que les modifications apportées étaient adéquates de même que les réponses obtenues du personnel d'OPG rencontré en entrevue. Cependant, la non-validation de certaines des modifications ne permet pas d'avoir l'assurance qu'elles répondent aux besoins pour lesquels elles avaient été apportées.

Au cours du renouvellement du permis d'exploitation de la centrale Pickering-B, le personnel de la CCSN s'est dit inquiet du manque de surveillance de la part de la direction en ce qui a trait à la conformité aux limites d'heures de travail stipulées dans le document d'OPG intitulé « Limite d'heures de travail ». Le personnel de la CCSN a proposé au tribunal de la *Commission* d'ajouter une nouvelle condition au permis (2.4), de sorte que les limites d'heures de travail deviendraient une exigence réglementaire. Cette nouvelle condition est entrée en vigueur au cours de la deuxième moitié de 2008 et, pendant la courte période de temps depuis, le personnel de la CCSN n'a pas décelé de cas de non-conformité d'importance.

En 2005, le personnel de la CCSN avait demandé à OPG de soumettre des plans d'urgence pour s'assurer que les postes clés sur le site sont comblés, et des stratégies à adopter s'il n'était pas possible de répondre à toutes les exigences en personnel. Ceci avait été demandé afin d'évaluer la vulnérabilité des sites des centrales nucléaires au Canada en cas d'événements hors site, qu'ils

soient d'origine humaine ou naturelle. Plus tard, cette démarche a englobé des discussions sur la planification en cas de pandémie. OPG a soumis de tels plans et répondu aux questions soulevées par le personnel de la CCSN.

En 2008, OPG a mis en œuvre plusieurs initiatives visant à améliorer le domaine des facteurs humains, dont une campagne de conscientisation au sujet des ambiguïtés dans les procédures et une réaction rapide aux événements causés par des erreurs humaines afin d'éviter qu'ils se reproduisent.

D'après les activités de conformité effectuées et l'examen du rendement à Pickering-B, la cote « Inférieur aux attentes » a été attribuée au programme « Facteurs humains » pour l'année 2008.

1.4.2.3 Formation, examen et accréditation

Le personnel de la CCSN juge que le nombre de travailleurs qualifiés pour effectuer les activités autorisées est suffisant à Pickering-B. La cote « Satisfaisant » est attribuée au programme « Formation, examen et accréditation » pour l'année 2008.

Formation

Comme il a été rapporté lors de la deuxième journée de l'audience publique sur le renouvellement du permis d'exploitation de la centrale Pickering-B, le personnel de la CCSN a examiné le document du programme de formation d'OPG N-PROG-TR-0005 (R08), intitulé « Formation », qui donne les lignes directrices pour toutes ses centrales nucléaires. Le personnel de la CCSN a décelé cinq lacunes ayant trait à la nouvelle terminologie adoptée concernant les qualifications en matière de formation et la répartition des programmes à la catégorie nécessitant qu'ils soient fondés sur les principes de l'*Approche systématique à la formation*. OPG a soumis au personnel de la CCSN un plan pour éliminer les lacunes ainsi que les délais dans lesquels il devrait être complété. Il est prévu que la plupart des mesures correctives seront terminées en 2009. Puisque ce nouveau programme de formation a été distribué tout dernièrement, le personnel de la CCSN estime qu'il n'a pas eu d'effets néfastes sur les qualifications des travailleurs et qu'OPG dispose présentement de travailleurs qualifiés pour effectuer les travaux requis.

En octobre 2008, le personnel de la CCSN a observé une séance de formation en préparation au retour en service de la tranche 7 après l'événement lié à la présence d'oxalate de gadolinium. Il a été jugé que la formation était adéquate et l'examen de suivi effectué a révélé que l'approche à la criticité de la tranche et l'augmentation ultérieure de la puissance jusqu'à des valeurs élevées ont été effectuées sans incident.

Comme il a été rapporté lors de la deuxième journée de l'audience publique sur le renouvellement du permis d'exploitation de la centrale Pickering-B, le personnel de la CCSN a jugé que les mesures correctives étaient adéquates pour éliminer les lacunes du programme de formation initiale sur simulateur des superviseurs ou chefs de quart et celui des opérateurs de réacteur spécifique à la centrale. La condition préalable au transfert des examens d'accréditation exigeant que ces programmes de formation soient fondés sur les principes de l'*Approche systématique à la formation* a donc été remplie.

Une *inspection de type I* du Programme de formation des opérateurs a été effectuée en 2008. Quelques lacunes ont été décelées et le personnel de la CCSN s'attend à ce qu'OPG soumette un plan de mesures correctives avant la fin de mars 2009.

Les dossiers concernant deux inspections effectuées antérieurement ont été fermés en 2008 après que le personnel de la CCSN ait jugé qu'OPG avait mis en œuvre toutes les mesures correctives de manière satisfaisante. Une lacune décelée lors d'une inspection effectuée en 2004 est toujours en suspens, celle-ci ayant trait au programme de formation initiale du personnel préposé à l'entretien mécanique et aux dispositifs de commande.

Examen et accréditation

Le taux de réussite aux examens en vue de l'accréditation initiale était 98,1 % à Pickering-B en 2008. La moyenne pour toutes les centrales nucléaires était 94,3 %.

Comme condition préalable au transfert des examens d'accréditation aux titulaires de permis, ceux-ci doivent avoir un nombre suffisant d'examinateurs répondant aux exigences de qualification

spécifiées dans les documents d'application de la réglementation pertinents. La CCSN a publié en février 2008 le document RD-204, *Accréditation des personnes qui travaillent dans des centrales nucléaires*, qui présente les exigences réglementaires concernant la formation initiale, l'accréditation et la formation permanente du personnel accrédité. Le personnel de la CCSN a évalué les programmes d'examen d'OPG et les a jugés satisfaisants.

Après la publication du document RD-204, OPG a fait une demande de modification du permis d'exploitation de la centrale nucléaire Pickering-B afin d'y inclure les nouvelles exigences et de tenir ses propres examens d'accréditation initiale du personnel de quart devant être accrédité. Le tribunal de la *Commission* a approuvé le transfert de ces examens à OPG en janvier 2009.

Les plans de dotation soumis tous les six mois montrent une amélioration continue quant au nombre de personnes accréditées disponibles. Le personnel de la CCSN continue de surveiller les progrès réalisés à ce chapitre.

En 2007, OPG a proposé des changements aux exigences relatives aux examens de requalification pour le personnel de quart accrédité. Le personnel de la CCSN a examiné ces changements et, en tenant compte de consultations continues au cours de 2008 entre la CCSN et toutes les centrales nucléaires, a déterminé que tous les problèmes relatifs aux processus d'examen de requalification avaient été réglés.

1.4.3 Conception et analyse

Les objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement ayant été atteints, la cote « Satisfaisant » est attribuée au domaine de sûreté « Conception et analyse » à Pickering-B en 2008. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale en permettant d'identifier et de régler les problèmes de conception et d'analyse touchant la sûreté.

1.4.3.1 Analyse de sûreté

De nombreuses inquiétudes relatives au programme « Analyse de sûreté » à Pickering-B ont été soulevées au cours des dernières années ou persistent. Elles touchent les aspects suivants :

- les conséquences du vieillissement de la centrale sur les paramètres de couverture;
- les anomalies observées lors des essais portant sur le flux de chaleur critique des grappes de combustible à 28 éléments et leur impact sur la sûreté;
- la mise à jour du *Rapport de sûreté*.

Ces questions ont été abordées en février et mai 2008 au cours des audiences publiques (première et deuxième journées) concernant le renouvellement du permis de Pickering-B. Des mises à jour ont été fournies au tribunal de la *Commission* en juin 2008 (CMD 08-M37) et février 2009 (CMD 09-M5). Seulement les mises à jour concernant les progrès réalisés sont décrites dans les paragraphes qui suivent.

Impact du vieillissement de la centrale sur les paramètres de couverture
Le vieillissement touche tous les composants du circuit caloporteur primaire (CCP) (*tubes de force*, *générateurs de vapeur* et *tuyaux d'alimentation*) des centrales CANDU. Cela affecte les conditions d'exploitation (débit, température et pression du réfrigérant) et peut avoir un impact sur les marges de sûreté.

Le vieillissement des composants du circuit caloporteur primaire peut avoir un impact sur la pertinence des seuils de déclenchement de la protection contre les surpuissances neutroniques présentement en vigueur. L'impact négatif du vieillissement sur ces seuils peut être compensé en augmentant les marges à l'aide de la nouvelle méthode relative à la protection contre les surpuissances neutroniques décrite à la section 2.3.1.

OPG a signalé en 2008 que le vieillissement du CCP pouvait également avoir un impact sur la pertinence de la couverture des paramètres de déclenchement en cas de pertes de débit et de petits APRP. Les organisations du secteur nucléaire travaillent conjointement avec la CCSN pour résoudre ce problème.

Grappes de combustible à 28 éléments

En juin 2007, OPG a signalé que les résultats des essais portant sur le flux de chaleur critique des grappes de combustible à 28 éléments avaient révélé que les puissances, auxquelles l'assèchement des gaines de combustible à 28 éléments présentement utilisées à Pickering-B débute, étaient passablement inférieures à celles prévues auparavant. Ce sujet a été abordé dans le cadre du renouvellement du permis de Pickering-B et une mise à jour a été fournie au tribunal de la Commission dans le CMD 09-M5 soumis en février 2009.

OPG a élaboré de nouvelles corrélations relatives au FCC utilisées pour effectuer des analyses de sûreté qui font présentement l'objet d'un examen de la part du personnel de la CCSN. Il est prévu qu'OPG soumettra de façon formelle, en juin ou en juillet 2009, une proposition de la marche à suivre pour résoudre ces questions.

Mise à jour du *Rapport de sûreté*

Le personnel de la CCSN a informé OPG et tous les titulaires de permis que l'analyse d'accidents à la section 3 du *Rapport de sûreté* ne répond pas aux critères d'autorisation au regard des outils de validation, de la cohérence et du conservatisme des méthodes d'analyse et des hypothèses connexes, et du traitement et de l'application des incertitudes liées aux simulations et aux mesures. Bien que le dossier de sûreté de Pickering-B ne soit pas remis en question, il est nécessaire de valider les marges de sûreté et les analyses. OPG a préparé une proposition de stratégie pour résoudre toutes ces questions, celle-ci d'ici 2010 et elle a également soumis des mises à jour de façon régulière sur les solutions apportées.

En se fondant sur les activités de conformité effectuées et l'examen du rendement à Pickering-B en 2008, on a conclu que les marges actuelles sont adéquates et que les enjeux importants sont similaires à toutes les centrales CANDU. Par conséquent, le personnel de la CCSN attribue la cote « Satisfaisant » au programme « Analyse de sûreté » à Pickering-B pour l'année 2008.

1.4.3.2 Questions de sûreté

Le personnel de la CCSN a évalué le progrès réalisé par les entreprises du secteur des centrales nucléaires CANDU et les compagnies d'électricité propriétaires de telles centrales relativement à la résolution des DG. À cette fin, OPG a poursuivi ses activités, y compris sa participation aux efforts du secteur et le progrès global a été jugé satisfaisant.

Les DG 88G02 et 95G02 ont été fermés à Pickering-B en 2008. Une brève description de chacun des DG toujours ouverts ainsi que l'année au cours de laquelle il est prévu de les fermer se trouvent à l'annexe F.

La cote « Satisfaisant » est attribuée à ce programme à Pickering-B pour l'année 2008.

1.4.3.3 Conception

Le personnel de la CCSN a examiné la soumission d'OPG et les documents à l'appui concernant les moyens et les résolutions alternatifs adoptés pour résoudre les problèmes décelés lors de l'évaluation de la conformité au code de protection contre les incendies à Pickering-B. Le personnel de la CCSN a conclu que la soumission d'OPG et les documents à l'appui proposaient des équivalents au code acceptables. Cependant, une demande a été faite à OPG afin d'élaborer une méthode offrant l'assurance que l'engagement pris sera documenté et mis en œuvre de manière à donner l'assurance que le fondement de la conception et de l'application des équivalents au code sera maintenu à jour.

Conformément à l'engagement qu'elle avait pris lors de la deuxième journée de l'audience publique sur le renouvellement du permis de Pickering-B, OPG a fourni à la CCSN une mise à jour sur l'état des essais des blocs d'alimentation électrique d'urgence portant sur les temps de mission. Il est prévu qu'une autre mise à jour sur le projet d'essai de la capacité maximale des blocs d'alimentation électrique d'urgence sera soumise au cours du dernier trimestre de 2009. Le personnel de la CCSN juge que les progrès réalisés par OPG sont satisfaisants et il continuera à faire un suivi de la situation.

Tel que rapporté en 2007, OPG a complété l'installation d'un système d'alimentation électrique auxiliaire qui peut alimenter les tranches en cas d'une perte du réseau. Cette source d'alimentation électrique permettra d'effectuer le refroidissement des tranches de la centrale Pickering-B s'il

survient une perte de l'alimentation électrique de catégorie 4. L'impossibilité d'effectuer ce refroidissement était la raison principale de la cote « C » attribuée auparavant. La mise en service du système d'alimentation électrique auxiliaire en mode manuel a été complétée et la mise en service pour fonctionnement en mode automatique se poursuit.

Une *inspection de type I* du processus de contrôle des modifications techniques (déjà mentionnée à la section 1.4.2.1 « Gestion de la qualité ») n'a pas soulevé d'observations pouvant dénoter un risque accru à l'exploitation sûre de la centrale. De façon générale, les modifications techniques sont effectuées conformément à la norme pertinente de la CSA, comme les exigences du permis de Pickering-B le stipulent.

Selon les activités de conformité effectuées, le personnel de la CCSN attribue la cote « Satisfaisant » à la mise en œuvre par OPG du programme « Conception » à Pickering-B pour l'année 2008.

1.4.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement

La cote « Satisfaisant » est attribuée au domaine de sûreté « Aptitude fonctionnelle de l'équipement » à Pickering-B pour l'année 2008, parce que les objectifs des exigences et des attentes de la CCSN en matière de rendement ont été atteints. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de manière adéquate à l'exploitation sûre de la centrale de façon continue en identifiant et réglant les problèmes touchant les systèmes, structures et composants.

1.4.4.1 Entretien

Comme elle l'avait indiqué lors de la deuxième journée de l'audience publique sur le renouvellement du permis de Pickering-B, OPG s'est engagée à mettre en œuvre des mesures à long terme pour réduire le retard accumulé au chapitre de l'entretien correctif et a établi des objectifs à court terme à ce sujet. OPG a soumis des mises à jour trimestrielles et le personnel de la CCSN est satisfait des progrès réalisés pour réduire les retards accumulés.

OPG a atteint en 2008 ses objectifs à court terme relatifs aux retards accumulés :

- au chapitre de « l'entretien correctif », il était de 24 ordres de travail par tranche, comparativement à un objectif de 25 par tranche;
- au chapitre de « l'entretien facultatif », il était de 683 ordres de travail par tranche, comparativement à un objectif de 700 par tranche.

Cependant, comparativement aux meilleures pratiques du secteur nucléaire, le retard accumulé au chapitre de l'entretien facultatif est jugé élevé. Le personnel de la CCSN s'attend à ce qu'OPG soumette des mises à jour sur une base trimestrielle jusqu'à ce que le retard accumulé à Pickering-B ait atteint l'objectif qu'elle s'est fixé à long terme, soit de 300 à 400 ordres de travail par tranche. Le personnel de la CCSN continuera à faire le suivi des progrès réalisés dans le cadre de ses activités régulières de suivi.

D'après les activités de conformité effectuées en 2008, le personnel de la CCSN attribue la cote « Satisfaisant » au programme « Entretien » à Pickering-B.

1.4.4.2 Intégrité structurale

Le personnel de la CCSN a examiné les rapports d'événements soumis conformément à la norme S-99 et ayant trait à la conformité au programme d'OPG concernant les enveloppes sous pression ainsi que les rapports trimestriels sur la dégradation des enveloppes sous pression et n'a décelé aucun problème important. Dans la plupart des cas, les conséquences des fuites minuscules, des fissures et de la corrosion décelées en 2008 étaient minimes et OPG a pris des mesures appropriées pour tenir compte de la dégradation observée.

SURVEILLANCE DES NIVEAUX DE CONTAMINATIN DE L'ÉQUIPEMENT D'INSPECTION DE LA CCSN.

OPG effectue des inspections périodiques des composants de la centrale nucléaire Pickering-B exigées par la norme N285.4 de la CSA et soumet les rapports à la CCSN de façon continue, conformément au programme d'inspection périodique (PIP) à Pickering-B. En 2008, OPG a soumis les rapports des inspections effectuées aux tranches 6 et 8 au personnel de la CCSN pour examen et acceptation. De façon générale, le personnel de la CCSN a jugé que les rapports des inspections périodiques étaient acceptables. Cependant, OPG doit prendre des mesures additionnelles conformément à la norme pertinente de la CSA.

Comme exigé par les normes de la CSA, OPG effectue également des inspections périodiques des composants du système de confinement et, conformément au PIP de la centrale, soumet de façon continue les rapports d'inspection au personnel de la CCSN pour examen et acceptation. OPG a effectué à la fin de 2007 des inspections des composants du système de confinement de la tranche 6 et le rapport d'inspection a été soumis à la CCSN. De plus, OPG a soumis le rapport des inspections des composants du système de confinement des tranches 5 et 8 effectuées à haute

puissance tout au long de l'année 2007. À la suite de son examen, le personnel de la CCSN a ouvert un *point à régler* concernant la configuration actuelle du support d'ancrage de la pompe de transfert P1 et certains des résultats des inspections. OPG a fourni un plan d'action pour régler les questions soulevées. Le personnel de la CCSN a jugé que l'information et le plan d'action fournis par OPG étaient acceptables.

Les programmes d'OPG relatifs à l'aptitude fonctionnelle sont adéquats pour s'assurer que l'intégrité des *tubes de force*, des *tuyaux d'alimentation* et des tubes des *générateurs de vapeur* est préservée de façon adéquate et des inspections ont été effectuées conformément aux normes pertinentes de la CSA.

Dans tous les cas, le personnel de la CCSN a conclu qu'OPG avait effectué ses inspections conformément à la portée et au calendrier stipulés dans les normes pertinentes de la CSA et inclus dans son plan de gestion du cycle de vie des canaux de combustible. OPG a traité les résultats des inspections conformément aux lignes directrices approuvées par la CCSN en matière d'aptitude fonctionnelle, incluant l'examen de suivi de l'état physique d'un *tube de force* extrait de la tranche 6 à Pickering. OPG a recommencé à se servir de l'outil de prélèvement d'échantillon par grattage humide, au lieu de l'outil TSS, pour faire le suivi de l'absorption de deutérium dans les *tubes de force*. OPG a fait une mise à jour de son évaluation de l'hypothèse fuite avant rupture afin de démontrer sa validité jusqu'à l'équivalent de 185 000 heures à pleine puissance. De même, les défauts des *tubes de force* ont été examinés à nouveau, de nouvelles dispositions ont été prises à leur égard et un rapport a été soumis à ce sujet. OPG est entrée dans une nouvelle phase de la période d'essai des nouvelles lignes directrices en matière d'aptitude fonctionnelle des *tubes de force*, au cours de laquelle certaines des restrictions antérieures sont éliminées.

On a décelé une perforation du *tube de calandre* extrait de la tranche 7 à Pickering-B. Pendant que l'enquête sur les causes fondamentales de cette perforation se poursuivait, OPG a achevé une évaluation confirmant que l'analyse de la sûreté demeurait valide. Les risques à l'intégrité des *tubes de force* attribuables à des fuites de *tubes de calandre* postulées et à des ressorts d'espacement usés ont également été évalués et il a été jugé qu'ils étaient acceptables.

En 2008, des inspections des *tuyaux d'alimentation* des tranches 7 et 8 ont été effectuées à Pickering-B conformément au plan de gestion du cycle de vie de ces tuyaux. Une évaluation technique des résultats de ces inspections a confirmé que l'aptitude fonctionnelle des *tuyaux d'alimentation* à Pickering-B était adéquate.

La CCSN accorde une grande priorité à obtenir l'assurance que la dégradation des tubes de *générateurs de vapeur* est surveillée étroitement au moyen d'inspections, de critères stricts en matière d'aptitude fonctionnelle et d'une surveillance de la chimie de l'eau afin de déceler les fuites du côté primaire de la centrale au côté secondaire. Les inspections des *générateurs de vapeur* des tranches 7 et 8 effectuées en 2008 ont permis de déterminer que les tubes des *générateurs de vapeur* et leur intérieur étaient demeurés en bon état. Il n'y a pas eu de fuites de tubes des *générateurs de vapeur* à Pickering-B en 2008. D'un total de 31 200 à chacune des tranches, neuf tubes de la tranche 8 et sept de la tranche 7 ont été bouchés par mesure préventive. Le personnel de la CCSN a conclu qu'OPG avait démontré que le programme de gestion du cycle de vie des *générateurs de vapeur* allait permettre de gérer efficacement leur vieillissement à Pickering-B.

En se fondant sur les activités de conformité effectuées, le personnel de la CCSN attribue la cote « Satisfaisant » au rendement du programme « Intégrité structurale » à Pickering-B pour l'année 2008.

1.4.4.3 Fiabilité

L'évaluation probabiliste des risques actuelle de Pickering-B a été soumise à la CCSN en 2006, la deuxième révision de celle-ci l'a été en 2007. Des commentaires préliminaires sur cette évaluation ont été fournis à OPG vers la fin de 2007 et le personnel de la CCSN a examiné la version révisée au cours de l'année 2008. La CCSN a soulevé des préoccupations importantes relativement au rapport de l'évaluation probabiliste et en fera part à OPG en 2009. OPG devra se conformer aux exigences de la norme S-94 de la CCSN, *Études probabilistes de sûreté (ÉPS) pour les centrales nucléaires*, d'ici le 31 décembre 2010.

Il y a eu six défaillances de systèmes fonctionnels liés à la sûreté à Pickering-B en 2008. Aucun de ces systèmes n'a excédé son objectif en cas de panne pour l'année.

Selon les activités de conformité effectuées, le personnel de la CCSN a attribué la cote « Satisfaisant » au programme « Fiabilité » pour l'année 2008.

1.4.4.4 Qualification de l'équipement

Plusieurs événements mineurs ont été rapportés en 2008 conformément à la norme S-99 à cause de défectuosités du système d'éclairage en cas d'urgence de la route parasismique décelées lors d'essais. OPG a préparé un ordre de travail pour régler ce problème. Certains rapports d'*inspections de type II* montrent qu'une attention insuffisante est accordée à Pickering-B aux conséquences possibles en cas de séisme sur le fait de ne pas attacher de façon adéquate l'équipement dans la salle des panneaux de commande.

Le personnel de la CCSN a effectué en novembre 2008 une *inspection de type II* du programme de chimie à Pickering. Son rendement global répondait aux attentes de la CCSN, mais des aspects nécessitant des améliorations ont été identifiés.

En se fondant sur les activités de conformité effectuées, le personnel de la CCSN attribue la cote « Satisfaisant » au programme « Qualification de l'équipement » à Pickering-B pour l'année 2008.

1.4.5 Préparation aux situations d'urgence

Le personnel de la CCSN a examiné les rapports trimestriels sur l'exploitation et les indicateurs de rendement soumis en 2008, conformément à la norme S-99. Les valeurs des indicateurs de rendement étaient représentatives du rendement au cours des cinq dernières années. Quatre événements devant être rapportés en 2008 l'ont été correctement conformément au plan provincial d'urgence nucléaire.

Une *inspection de type I* d'un exercice d'intervention en cas d'urgence au niveau de la centrale à Pickering-A et Pickering-B a été effectuée en février 2008. Le scénario de l'exercice consistait en un gros APRP à une tranche, suivi d'un nombre de complications pouvant présenter un défi intéressant pour l'équipe en service et les intervenants. Le rapport comportait des recommandations liées spécifiquement au déroulement de l'exercice. Deux *avis d'action* ont été émis après l'inspection et on y a répondu de façon satisfaisante.

La cote « Satisfaisant » est attribuée au domaine de sûreté « Préparation aux situations d'urgence » à Pickering-B pour l'année 2008, celui-ci répondant aux exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement. OPG a démontré avoir pris les dispositions adéquates en matière de préparation et d'intervention qui procureraient une protection appropriée de l'environnement et permettrait de préserver la santé et la sécurité des Canadiens pendant une situation d'urgence.

1.4.6 Protection de l'environnement

En 2008, on a rapporté une dose au public de 4,1 µSv attribuable à Pickering-A et Pickering-B, ce qui est bien inférieur à la limite de dose au public de 1 000 µSv. Les rejets de substances nucléaires dans les effluents gazeux et liquides sont toujours demeurés inférieurs aux seuils d'intervention en matière d'environnement.

Les examens effectués par le personnel de la CCSN des rapports trimestriels sur l'exploitation de Pickering-B soumis conformément à la norme S-99 n'ont pas décelé de problèmes d'importance concernant la dose de rayonnement au public et la protection de l'environnement. Aucun rapport n'a été reçu de Pickering-B concernant des rejets imprévus de substances nucléaires ou dangereuses pouvant poser un risque indu pour l'environnement.

Une *inspection de type I* des politiques et procédures en matière de protection de l'environnement au site de Pickering a été effectuée en juillet 2006. OPG a soumis en 2008 une mise à jour sur les progrès réalisés relatifs aux mesures prises pour répondre aux avis d'action émis après l'inspection et le personnel de la CCSN a jugé que les mesures prises jusqu'à maintenant par OPG étaient adéquates.

Tel que déjà rapporté de façon plus détaillée à la section 1.3.6 sur Pickering-A, une demande, en vertu de la section 12(2) du *Règlement général sur la sûreté et la réglementation nucléaires*, a été faite à OPG pour qu'elle mette en œuvre des mesures d'atténuation des conséquences de l'impaction et de l'entraînement selon un calendrier comprenant des échéances strictes. Des mesures d'atténuation temporaires des conséquences de l'impaction et de l'entraînement seront mises en œuvre en 2009 et des mesures permanentes le seront d'ici 2012. OPG donne présentement suite à la demande.

De plus, le personnel de la CCSN est inquiet des effets sur l'environnement de la température de l'eau à la sortie de l'eau de circulation du site actuel de Pickering. OPG s'est engagée à effectuer des études additionnelles afin de confirmer l'ampleur du panache thermique ainsi que la présence d'espèces de poissons et à quels stades de leur vie une augmentation de la température de l'eau de circulation pourrait avoir des effets négatifs. Par la suite, le personnel de la CCSN a demandé à OPG de soumettre un plan décrivant la nature et le calendrier de ces études. OPG a fourni un plan qui est présentement à l'étude.

Le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type II* portant sur les cas survenus en 2007 où les seuils nécessitant une enquête interne en matière d'environnement ont été dépassés. Le rapport a été présenté en 2008 et comprenait plusieurs lacunes à faible risque concernant la manière dont OPG faisait le suivi de ces enquêtes. OPG a éliminé toutes les lacunes mentionnées dans le rapport et celui-ci a été fermé au début de 2009.

La cote « Inférieur aux attentes » est attribuée au domaine de sûreté « Protection de l'environnement » à Pickering-B pour l'année 2008 parce que les répercussions de l'impaction et de l'entraînement sur les poissons constitue un risque inacceptable à l'environnement qui va à l'encontre des exigences pertinentes de la CCSN, ce qui rend le rendement inférieur aux attentes. OPG s'est engagée à mettre en œuvre des mesures pour réduire le taux de mortalité des poissons.

1.4.7 Radioprotection

Il n'y a pas eu d'exposition aux rayonnements en 2008 à Pickering-B qui ont dépassé les limites de dose réglementaires. Trois événements devant être rapportés conformément à la norme S-99 se sont produits parce que des doses ont dépassé un seuil d'intervention. Cependant, le personnel de la CCSN a évalué les actions prises par le titulaire de permis et les a jugées acceptables.

Le personnel de la CCSN a effectué au début de 2008 une *inspection de type II* du programme de radioprotection à Pickering-A et Pickering-B. Plusieurs aspects positifs ont été relevés au cours de l'inspection; cependant, certaines lacunes ont été décelées concernant les étiquettes utilisées dans les zones à caoutchouc et le contrôle de leur accès, la décontamination des lieux contaminés et la calibration des instruments de radioprotection. OPG a pris des mesures pour corriger la situation.

Le personnel de la CCSN a effectué un suivi d'une *inspection de type I* des programmes en matière de radioprotection qui a eu lieu à Pickering-B en 2005 et il a conclu qu'OPG avait répondu adéquatement à tous les avis d'action émis après cette inspection.

OPG a élaboré un plan opérationnel qui documente les principales stratégies en matière de radioprotection pour la période de 2009 à 2013. La stratégie d'application du principe ALARA entre 2009 et 2013 comprend des mesures pour diminuer les doses externes et internes, effectuer un meilleur contrôle de la contamination, améliorer le rendement humain et la gestion des travaux au cours des arrêts, maximiser les avantages de la technologie et donner au personnel les connaissances et habiletés dont il a besoin.

En se fondant sur les activités de conformité effectuées et l'examen du rendement à Pickering-B, le personnel de la CCSN attribue la cote « Satisfaisant » au domaine de sûreté « Radioprotection » à Pickering-B en 2008.

1.4.8 Sécurité des sites

Le rendement dans ce domaine de sûreté est présenté au tribunal de la *Commission* dans un *document aux commissaires* distinct (CMD 09-M28.A).

1.4.9 Garanties

Pour l'année 2008, le personnel de la CCSN attribue la cote « Entièrement satisfaisant » à la mise en œuvre par OPG du domaine de sûreté « Garanties » à Pickering-B, puisque celle-ci répond aux exigences et aux attentes de la CCSN en matière de rendement ou les dépasse. OPG a pris des mesures appropriées pour respecter les conditions du permis ayant trait aux obligations internationales du Canada prises aux termes du Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires.

En septembre 2008, l'AIEA a effectué une vérification matérielle de l'inventaire à Pickering. Cette inspection a été entreprise afin de vérifier qu'aucun détournement de matières nucléaires n'avait eu lieu, déceler toute tentative d'altération du système de confinement et de surveillance de l'AIEA et de confirmer la validité des déclarations faites par les autorités du pays et les exploitants des centrales nucléaires. Le personnel de la CCSN a assisté à cette inspection et a effectué en même temps un examen des points suivants : l'aide apportée par la centrale aux inspecteurs de l'AIEA, y compris l'assignation de guides et le prêt d'équipement, l'accès à l'information relative à la comptabilisation et aux documents à l'appui, la conformité de la centrale aux conditions du permis en matière de garanties, et la conformité de l'AIEA à ses droits et obligations à l'égard de l'inspection. C'était la première fois que l'AIEA effectuait un essai sur le terrain de ce type d'inspection à Pickering, ceci dans le cadre du nouveau régime intégré en matière de garanties pour les centrales CANDU. Aucun problème majeur de conformité n'a été décelé.

De plus, l'AIEA a effectué en 2008 à Pickering deux vérifications des renseignements sur la conception et une des activités d'accès complémentaire. Le personnel de la CCSN n'était pas présent au cours de ces activités. L'AIEA n'a pas encore publié son rapport des résultats, mais aucun problème n'est à prévoir.

Le personnel de Pickering s'occupant du domaine de sûreté « Garanties » a participé en 2008 à une série de réunions tripartites avec l'AIEA, la CCSN et d'autres opérateurs de centrales nucléaires afin d'élaborer une procédure intégrée en matière de « Garanties » pour les centrales CANDU. Dans le cadre de cette activité, le personnel de Pickering a participé à un essai sur le terrain d'une méthode d'inspections aléatoires à court préavis afin de permettre à l'AIEA de détecter et prévenir des détournements de matières nucléaires, des altérations de son équipement de surveillance et des activités non déclarées. Depuis juillet 2008, ces inspections aléatoires à court préavis ont remplacé les inspections traditionnellement effectuées par l'AIEA sur une base trimestrielle.

Comme relaté lors de la deuxième journée de l'audience publique sur le renouvellement du permis de la centrale Pickering-B, une nouvelle approche intégrée en matière de garanties a été mise pleinement en vigueur en juillet 2008. L'AIEA effectue présentement des inspections aléatoires à court préavis à la centrale en remplacement de ses inspections traditionnelles prévues sur une base régulière. Cette approche comprend également un système de courrier sécuritaire qui est important à l'apport de renseignements en appui à ces inspections aléatoires.

1.4.10 Mise à jour sur les projets et initiatives d'importance

1.4.10.1 Projet de réfection

La centrale Pickering-B est exploitée de façon continue depuis 1983. Le remplacement des *tubes de force* des centrales nucléaires CANDU est un élément de la conception de ces centrales, ce remplacement étant requis, on présume, à un moment donné au cours de la vie de la centrale, généralement entre 25 à 30 ans après le début de l'exploitation.

OPG a informé pour la première fois la CCSN de son intention de procéder à la réfection de la centrale Pickering-B en 2005. Depuis, le conseil d'administration d'OPG a approuvé un projet d'étude portant sur le prolongement de la durée de vie utile des réacteurs de Pickering-B. Ceci comprend une évaluation environnementale et un examen intégré de la sûreté. Les résultats de l'évaluation environnementale et de l'examen intégré de la sûreté contribueront grandement à la décision d'OPG quant à la viabilité du projet de réfection des tranches à Pickering-B. Ces résultats pourront être incorporés aux permis d'exploitation de la centrale nucléaire Pickering-B après la réfection.

Ce projet a été décrit dans le rapport de l'année dernière INFO-0770 et seuls les progrès réalisés et son état actuel seront abordés ci-après.

À LA FIN D'UN ARRÊT, LES INSPECTEURS DE LA CCSN PARTICIPENT À UNE « TOURNÉE DU GESTIONNAIRE » AVEC LE TITULAIRE DE PERMIS POUR VEILLER À CE QUE TOUTES LES MATIÈRES SOIENT ENLEVÉES OU SÉCURISÉES DE FAÇON APPROPRIÉE.

1.4.10.2 Évaluation environnementale

Le 17 décembre 2007, OPG a soumis le rapport d'étude final relatif à l'évaluation environnementale pour examen par le personnel de la CCSN et les autorités fédérales et provinciales. En 2008, le personnel de la CCSN a demandé à OPG de fournir des clarifications additionnelles. L'ébauche du rapport d'examen environnemental préalable a été rédigée au printemps de 2008. Ce rapport a fait l'objet d'une consultation publique au cours de l'été 2008, avec deux séances portes ouvertes tenues dans la région de Pickering les 29 juillet et 12 août. Tous les commentaires reçus du public ont ensuite été traités et la version finale de l'ébauche du rapport d'examen environnemental a été soumise à la *Commission* le 10 octobre 2008. La version finale de l'ébauche du rapport d'examen environnemental préalable a été présentée au tribunal de la *Commission* lors de l'audience publique tenue à Ajax, en Ontario, le 10 décembre 2008. L'évaluation environnementale a permis de conclure que, compte tenu des mesures d'atténuation prévues, le projet de réfection de la centrale Pickering-B n'est pas susceptible de nuire à l'environnement de façon importante. Le tribunal de la *Commission* a approuvé le rapport d'examen environnemental préalable le 26 janvier 2009.

1.4.10.3 Examen intégré de la sûreté

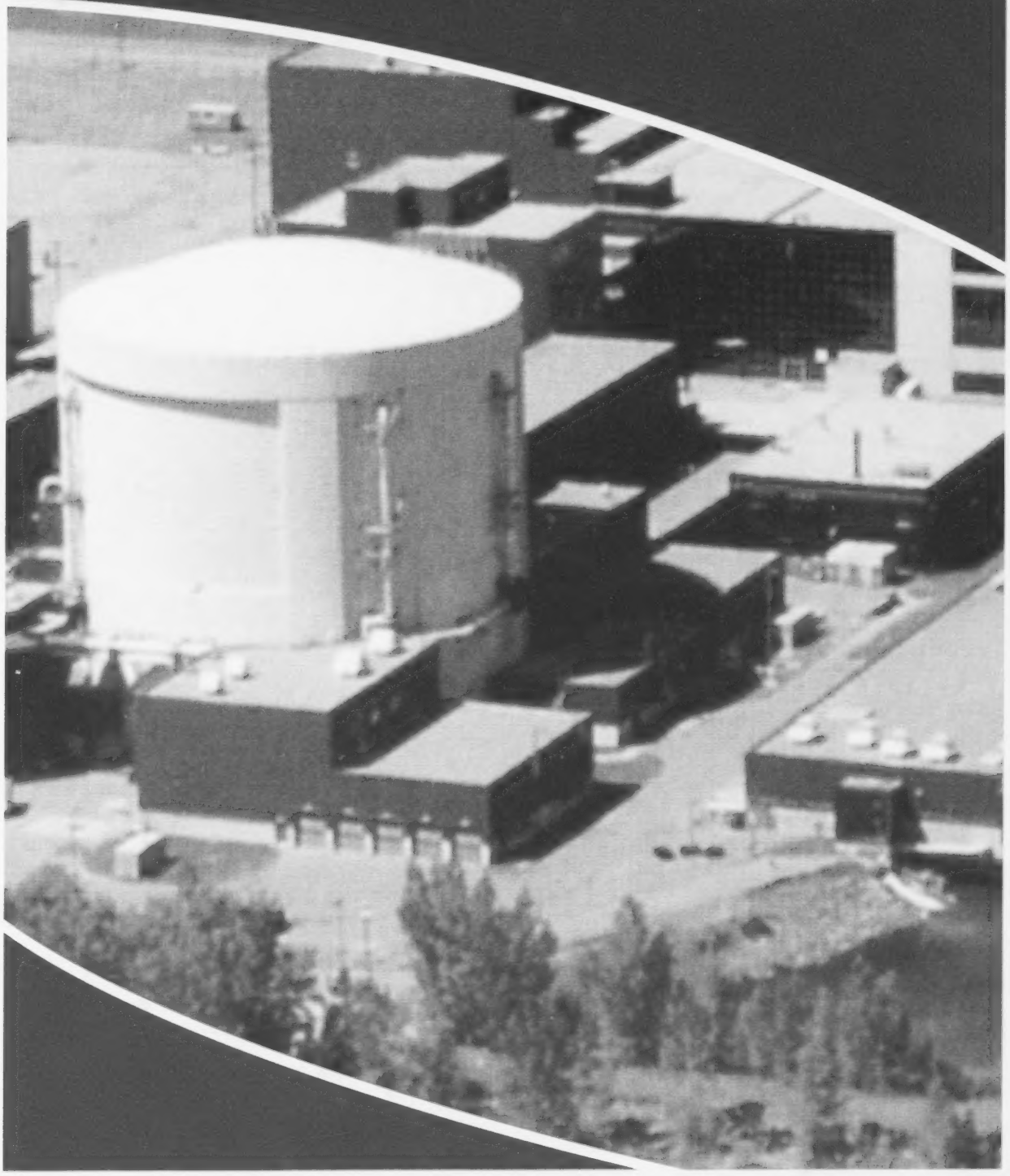
OPG effectue présentement un examen intégré de la sûreté conformément au document d'application de la réglementation RD-360 de la CCSN, *Prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires*.

Conformément au document RD-360, OPG prépare un document décrivant le fondement de l'examen intégré de la sûreté et qui établit la portée et la méthodologie d'exécution de l'examen intégré de la sûreté. Présenté initialement au milieu de l'année 2006, il a été finalement accepté en mars 2008 après qu'OPG l'eut révisé pour tenir compte des commentaires de la CCSN.

L'examen intégré de la sûreté comprend l'examen de 17 facteurs de sûreté, les résultats étant documentés dans 12 rapports. Les 12 rapports ont été présentés avant la fin de 2008. Les cinq rapports couvrant les sujets suivants ont été acceptés : l'usage fait de l'expérience accumulée aux autres centrales et des résultats de la recherche, la sécurité des sites, les garanties, la planification des mesures d'urgence et l'environnement. Un rapport, celui concernant la qualification de l'équipement, a été accepté de façon conditionnelle. Il est prévu que l'examen des rapports à venir par la CCSN sera terminé à la fin de février 2009 et le personnel de la CCSN demandera à OPG de tenir compte de tout commentaire en suspens au moment de soumettre le rapport final de l'examen intégré de la sûreté et de l'évaluation globale, ceci étant prévu le 25 septembre 2009. Le personnel de la CCSN prévoit effectuer l'examen de ce rapport sur une période allant de quatre à six mois.

OPG prévoit obtenir une décision de la part de son conseil d'administration concernant le prolongement de la durée de vie utile des tranches de Pickering-B, mais on ignore quand cette décision sera prise. OPG proposera une date de soumission du programme intégré d'amélioration seulement si la décision concernant la réfection est positive. Advenant une décision négative à ce sujet, il est prévu que les résultats de l'examen intégré de la sûreté serviront à l'élaboration du plan d'action concernant la fin de la vie utile de la centrale Pickering-B. Le programme intégré d'amélioration contient les résultats de l'examen intégré de la sûreté et de l'évaluation environnementale et il décrit la portée et le calendrier du projet de prolongement de la durée de vie utile de la centrale ainsi que les lacunes décelées au cours des examens effectués en se référant aux normes et pratiques pertinentes. Pour chacune des lacunes décelées, ce programme sert à identifier les mesures correctives et les améliorations en matière de sûreté en tenant compte de leur importance et, dans la mesure du possible, à formuler d'autres possibilités d'amélioration en matière de sûreté. Une fois approuvé par le personnel de la CCSN, le programme intégré d'amélioration constitue le fondement de la modification du permis qui sera approuvée par le tribunal de la *Commission* après une audience publique avant le début des travaux de réfection en 2014.

1.5 GENTILLY-2



1.5 Gentilly-2

Le tableau 5 présente les cotes de rendement en matière de sûreté de la centrale Gentilly-2 pour l'année 2008. Celles-ci ont été attribuées en suivant une approche qui tient compte du risque et qui intègre le jugement professionnel du personnel de la CCSN et les observations provenant de deux *inspections de type I*, 18 *inspections de type II*, d'activités de surveillance et de suivi ainsi que d'examens et d'évaluations documentaires. La cote intégrée de la centrale Gentilly-2 pour l'année 2008 est « Satisfaisant ».

TABLEAU 5 : COTES DE RENDEMENT DE GENTILLY-2 EN 2008

Domaine de sûreté Programme	**Cote de rendement**
Exploitation	**SA**
Gestion de l'organisation et de la centrale	SA
Conduite des opérations	SA
Santé et sécurité au travail (non radiologique)	SA
Assurance du rendement	**SA**
Gestion de la qualité	IA
Facteurs humains	SA
Formation, examen et accréditation	SA
Conception et analyse	**SA**
Analyse de sûreté	SA
Questions de sûreté	SA
Conception	SA
Aptitude fonctionnelle de l'équipement	**SA**
Entretien	IA
Intégrité structurale	SA
Fiabilité	SA
Qualification de l'équipement	SA
Préparation aux situations d'urgence	**ES**
Protection de l'environnement	**SA**
Radioprotection	**SA**
Sécurité des sites	**Réglementé**
Garanties	**ES**
Cote intégrée de la centrale	SA

1.5.1 Exploitation

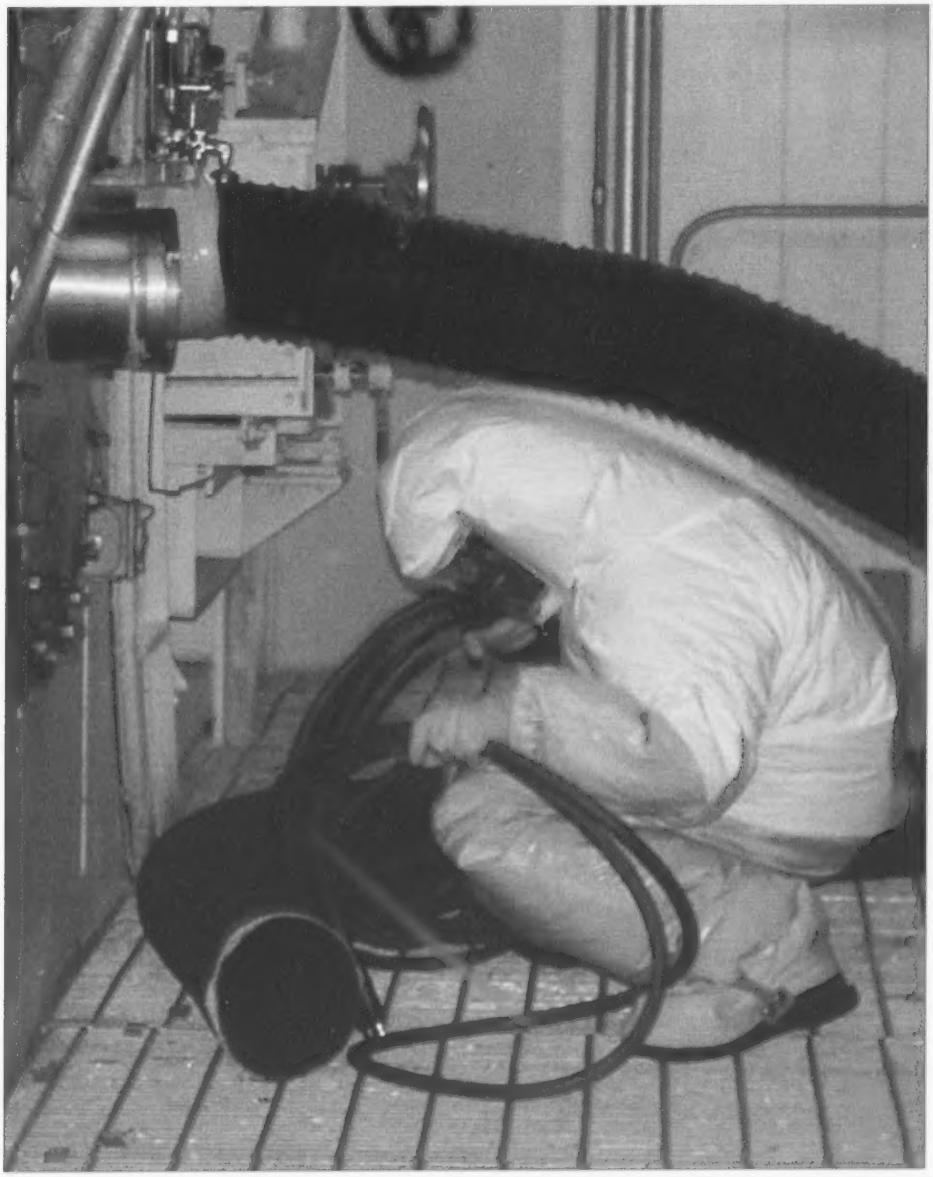
La centrale Gentilly-2 a été exploitée de manière sûre en 2008. Le domaine de sûreté « Exploitation » répond aux exigences et aux attentes de la CCSN en matière de rendement et il reçoit donc la cote « Satisfaisant ».

1.5.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

Le personnel de la CCSN a effectué des inspections des systèmes de la centrale. Des déficiences ont été observées dans certains bilans de suivi de systèmes qui ne respectaient pas les exigences de la norme N286.5 de la CSA. Des points positifs ont été également relevés dans l'organisation de la centrale Gentilly-2, plus particulièrement au cours de l'arrêt planifié du printemps 2008. La

préparation et l'exécution de l'arrêt ont été satisfaisantes malgré certaines difficultés qui ont retardé la réalisation de travaux importants. On a observé une bonne coopération de la part d'Hydro-Québec au cours des inspections faites durant l'année 2008.

Le personnel de la CCSN juge que le programme « Gestion de l'organisation et de la centrale » est satisfaisant.



IL N'EST PAS FACILE POUR LES INSPECTEURS DE SE REPOSITIONNER DANS LA VOÛTE EN RAISON DE LEURS COMBINAISONS EN PLASTIQUE ENCOMBRANTES.

1.5.1.2 Conduite des opérations

En 2008, un *arrêt forcé*, trois *reculs rapides de puissance*, et trois *baisses contrôlées de puissance* ont eu lieu à la centrale Gentilly-2. Il n'y a eu aucune *défaillance grave de système fonctionnel*.

Arrêts du réacteur

- L'arrêt imprévu qui a commencé le 2 novembre 2007 s'est terminé le 31 janvier 2008.
- L'arrêt planifié de la centrale a débuté le 5 avril 2008 et s'est achevé le 15 juin 2008.

- Un arrêt imprévu dû à une *baisse contrôlée de puissance* a débuté le 24 août 2008. Le réacteur est redevenu critique le 25 août 2008.

Restrictions

- Le 13 février 2008 : baisse de puissance du réacteur à 45 % pour remplacer le relais de « mise à la terre du rotor ».
- Le 14 février 2008 : *recul rapide de puissance* à 35 % après le déclenchement du turboalternateur sur « mise à la terre du rotor ».
- Le 12 juin 2008 : déclenchement du réacteur sur basse pression du circuit caloporteur primaire. Il n'a eu aucun impact sur la sûreté ou sur l'exploitation, car la centrale était en période d'arrêt planifié.
- Le 31 juillet 2008 : fonctionnement à puissance réduite (83,5 %) causé par une indisponibilité de la machine à chargement.
- Le 2 août 2008 : *recul rapide de puissance* à 35 % causé par un déclenchement de la turbine.
- Le 21 août 2008 : baisse de puissance du réacteur à 83,5 % dû au manque de réactivité causé par l'indisponibilité de la machine à chargement.
- Le 9 octobre 2008 : baisse de puissance à 92 % dû au manque de réactivité causé par l'indisponibilité de la machine à chargement.
- Le 20 octobre 2008 : *recul rapide de puissance* à 35 % causé par un déclenchement de la turbine.
- Le 21 octobre 2008 : puissance limitée à 85 % attribuable à une indisponibilité de la soupape d'évacuation de vapeur dans le condenseur 3.

En 2008, le personnel de la CCSN en poste à la centrale Gentilly-2 a effectué 18 *inspections de type II*, et aucune lacune majeure n'a été constatée. Compte tenu des inspections de 2008, le personnel de la CCSN juge qu'Hydro-Québec répond aux attentes relatives à la gestion de la configuration des équipements et à la gestion des arrêts. Hydro-Québec s'est généralement conformée à ses lignes directrices pour la gestion des activités temporaires. Des améliorations devront cependant être apportées à la gestion des documents de la salle de commande. On a remarqué une amélioration au chapitre de l'adhésion aux procédures.

Le personnel de la CCSN juge que le rendement d'Hydro-Québec relatif au programme « Conduite des opérations » est satisfaisant.

1.5.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

Nombre de blessures entraînant une perte de temps rapportées par le titulaire de permis :	
Fréquence des accidents (FA) :	1,75
Taux de gravité des accidents (TGA) :	5,68

Selon la norme S-99, la *fréquence des accidents* est le nombre d'accidents invalidants par 200 000 heures-personnes travaillées dans une centrale nucléaire. Le *taux de gravité des accidents* est le nombre total de jours perdus ou comptabilisés pour tous les accidents invalidants par 200 000 heures-personnes travaillées dans une centrale nucléaire. En 2008, les détails des accidents n'ont pas été rapportés. Hydro-Québec se trouve donc en non-conformité avec la norme S-99.

La plupart des accidents n'ont pas eu d'impact majeur sur la santé et la sécurité des travailleurs à la centrale. Hormis deux fractures, le reste des incidents ont entrainé des douleurs, des contusions, des égratignures sur différentes parties du corps et n'ont pas causé d'arrêts de travail importants.

Le personnel de la CCSN juge que le rendement d'Hydro-Québec relatif au programme « Santé et sécurité au travail » est satisfaisant.

1.5.2 Assurance du rendement

Le domaine de sûreté « Assurance du rendement » reçoit la cote « Satisfaisant » pour l'année 2008.

1.5.2.1 Gestion de la qualité

En 2008, des mises à jour ont été fournies par Hydro-Québec pour informer le personnel de la CCSN des progrès réalisés concernant la mise en œuvre des mesures adoptées dans le but de corriger les non-conformités découvertes au cours d'inspections antérieures. Les mesures d'application non complétées proviennent d'une inspection de 2004 portant sur l'autoévaluation de la gestion, d'une inspection de 2005 du processus de non-conformité et des mesures correctives, et d'une inspection de 2006 concernant l'évaluation du rendement des fournisseurs. Le travail réalisé en 2008 par Hydro-Québec n'a pas été suffisant pour permettre la fermeture de ces dossiers.

Un examen des *analyses des causes fondamentales* des événements réalisé par le personnel de la CCSN a démontré qu'Hydro-Québec accusait un retard important dans la réalisation des plans de mise en œuvre. Ce retard avait déjà été signalé lors d'une inspection de 2005 portant sur le programme de la gestion de la qualité à Gentilly-2.

Les inspections réalisées en 2008 à la centrale Gentilly-2 ont aussi démontré des lacunes dans les domaines suivants : retour d'expérience en exploitation, évaluations indépendantes et contrôle de la documentation.

Le personnel de la CCSN juge que le programme « Gestion de la qualité » est « Inférieur aux attentes » pour l'année 2008.

1.5.2.2 Facteurs humains

Une inspection sur le retour d'expérience en exploitation a été réalisée en 2008. Certaines lacunes identifiées au cours de l'inspection avaient un impact sur le programme « Facteurs humains » et démontraient que les utilisateurs ne connaissaient pas suffisamment les activités citées dans les procédures et les responsabilités connexes. Un *avis d'action* a été émis à Hydro-Québec et il est déjà pris en compte dans le programme de gestion de la qualité.

Le personnel de la CCSN juge que le programme « Facteurs humains » est satisfaisant pour l'année 2008.

1.5.2.3 Formation, examen et accréditation

Formation
Concernant la formation du personnel, le personnel de la CCSN a jugé qu'Hydro-Québec a répondu à une grande partie des demandes de la CCSN découlant des inspections des années précédentes. Les actions restantes consistent à corriger une lacune de l'analyse des tâches des opérateurs; cette analyse fait partie des exigences de l'*approche systématique à la formation*. Hydro-Québec complètera toutes les actions restantes avant le 31 décembre 2009.

Examen et accréditation
Le personnel d'Hydro-Québec assigné à des postes essentiels à la sûreté doit réussir des examens de la CCSN fondés sur les connaissances et habiletés, afin de s'assurer de sa compétence avant son accréditation. Le titulaire de permis tient ensuite des examens de requalification dans le but de s'assurer que le personnel accrédité conserve les connaissances et les habiletés nécessaires pour remplir ses fonctions en toute sécurité.

Durant la période de référence, le taux de succès aux examens d'accréditation à Gentilly-2 a été très faible (57 %). Par conséquent, le personnel de la CCSN a demandé à Hydro-Québec de réaliser une *analyse des causes fondamentales* avant la fin de l'année 2008 afin de déterminer pourquoi les résultats des examens étaient aussi mauvais. Une mise à jour concernant cette analyse est à venir. Les candidats à l'examen dont le résultat est une réussite conditionnelle devront suivre une formation appropriée pour corriger les lacunes révélées par l'examen et devront réussir un autre examen conçu spécifiquement pour cibler leurs lacunes. Les candidats qui ont échoué l'examen devront suivre une formation pour corriger leurs lacunes et repasser l'épreuve.

En février 2008, la CCSN a publié le document d'application de la réglementation RD-204, *Accréditation des personnes qui travaillent dans des centrales nucléaires*. Ce document présente les exigences réglementaires concernant la formation initiale, l'accréditation et la formation continue du personnel accrédité.

Par suite de la publication du document d'application de la réglementation RD-204, Hydro-Québec a présenté une demande de modification du permis d'exploitation de la centrale Gentilly-2 afin d'y inclure les nouvelles exigences de RD-204 autorisant le titulaire de permis à tenir les examens d'accréditation initiale. La *Commission* devrait approuver le nouveau permis au cours de l'année 2009.

Compte tenu des réussites du programme de formation du personnel et de l'existence d'un plan d'action approuvé pour corriger les lacunes du programme de formation du personnel accrédité, il a été déterminé que le progamme Formation, examen et accréditation de Gentilly-2 répond aux exigences de la CCSN. Le personnel de la CCSN juge que ce programme est « Satisfaisant » pour l'année 2008.

1.5.3 Conception et analyse

Le domaine de sûreté « Conception et analyse » répond aux exigences et aux attentes de la CCSN en matière de rendement. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué à l'exploitation sûre de la centrale, lequel reçoit donc la cote « Satisfaisant » pour l'année 2008.

1.5.3.1 Analyse de la sûreté

Le personnel de la CCSN porte une attention particulière aux analyses de sûreté. La prochaine mise à jour du *rapport de sûreté* comprendra toutes les solutions aux problèmes soulevés par la CCSN. La plupart de ces problèmes nécessitent une recherche de longue durée pour trouver les solutions adéquates. Dans le cadre du projet de réfection de la centrale Gentilly-2, Hydro-Québec a identifié un certain nombre de nouvelles analyses devant être mises à jour d'ici la fin du projet et s'est engagée à le faire.

Hydro-Québec suit un plan d'action pour mettre à jour les analyses de sûreté conformément au document d'application de la réglementation RD-310. Ce plan porte sur des sujets pertinents et appuie le projet de réfection. Hydro-Québec a également l'intention de participer, en collaboration avec l'industrie, à l'élaboration d'une stratégie à long terme commune visant à améliorer le rapport de sûreté. Le plan d'action comprend une liste d'analyses nouvelles ou révisées qui seront intégrées et mises à jour dans la prochaine version du rapport de sûreté. Un certain nombre des analyses de cette liste sont déjà disponibles et prêtes à être ajoutées au rapport de sûreté.

Le personnel de la CCSN suivra de près la consignation et la mise à jour des analyses ainsi que l'exécution du plan d'action d'Hydro-Québec, y compris un échéancier détaillé pour les activités majeures telles que l'harmonisation avec le document d'application de la réglementation RD-310 et le projet de réfection de la centrale.

Hydro-Québec doit réaliser une étude probabiliste de sûreté (ÉPS) comme il est demandé dans la norme d'application de la réglementation S-294. Une rencontre a eu lieu en juillet 2007 durant laquelle Hydro-Québec a présenté son plan de réalisation de l'ÉPS à l'appui du projet de réfection de la centrale Gentilly-2. En juin 2008, la CCSN a reçu pour examen le document expliquant la méthodologie de l'ÉPS.

Le personnel de la CCSN juge que le programme « Analyse de sûreté » est satisfaisant pour l'année 2008.

1.5.3.2 Questions de sûreté

Hydro-Québec coopère avec d'autres entreprises et organisations du secteur nucléaire à des programmes de recherche conçus spécifiquement pour produire les connaissances nécessaires et dans le but de fermer des DG encore en cours de traitement.

Le personnel de la CCSN juge que le programme « Questions de sûreté » est satisfaisant pour l'année 2008.

Pour obtenir plus d'information sur des questions de sûreté spécifiques, se référer à l'annexe F qui couvre les faits saillants de 2008 pertinents à chacun des DG.

1.5.3.3 Conception

En 2008, le personnel de la CCSN a noté des points positifs relatifs au programme « Conception » à la centrale Gentilly-2, notamment en ce qui concerne la mise en œuvre du programme de protection contre l'incendie. La tenue des lieux était généralement bonne et l'entreposage des grappes de combustible adéquat.

Le programme de protection contre l'incendie comporte des lacunes et ne respecte donc pas tout à fait les conditions 3.4 et 6.1 du permis d'exploitation de la centrale. Certains éléments de programme font défaut, d'autres sont incomplets. Toutefois, ces non-conformités ne posent pas, dans l'immédiat, de risque déraisonnable pour le personnel et l'environnement.

Des changements aux normes de conception, auxquelles le permis d'exploitation de la centrale Gentilly-2 fait référence, font actuellement l'objet de discussions. Ils pourraient avoir un impact sur les processus d'Hydro-Québec, surtout au niveau de la relation avec l'organisation autorisée à inspecter les enveloppes sous pression. Un atelier a eu lieu le 2 décembre 2008 afin d'informer Hydro-Québec, ainsi que les autres titulaires de permis de centrales nucléaires au Canada, des modifications qui seront apportées aux conditions de permis.

Le personnel de la CCSN juge que le programme « Conception » est satisfaisant pour l'année 2008.

INSPECTION DES PANNEAUX POUR ASSURER L'EXACTITUDE DES RELEVÉS EFFECTUÉS PAR LES COMPOSANTS DE SÉCURITÉ IMPORTANTS.

1.5.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement

Le domaine de sûreté « Aptitude fonctionnelle de l'équipement » à Gentilly-2 répond aux attentes du personnel de la CCSN. Les programmes de ce domaine de sûreté ont adéquatement contribué à l'exploitation sûre de la centrale, lequel reçoit donc la cote « Satisfaisant » pour l'année 2008.

1.5.4.1 Entretien

Le programme « Entretien » a été évalué au cours de l'année 2008 au moyen d'inspections de systèmes et d'examens d'analyses d'événements. Les données recueillies lors de ces évaluations reflètent certaines lacunes, notamment au regard du retard accumulé aux chapitres de l'entretien correctif et de l'entretien facultatif.

L'examen de l'indicateur de rendement n° 10, intitulé « *Coefficient d'exécution de l'entretien préventif* », a démontré, pour l'année 2008, un recul important dans la réalisation des travaux d'entretien préventif avec des valeurs en-dessous du rendement historique à Hydro-Québec.

Le personnel de la CCSN juge que le programme « Entretien » est « inférieur aux attentes » pour l'année 2008.

1.5.4.2 Intégrité structurale

Hydro-Québec a demandé de repousser plusieurs travaux liés à l'arrêt 2008 à des dates ultérieures à cause de problèmes avec la machine de chargement. Le personnel de la CCSN a donc rencontré le personnel d'Hydro-Québec afin d'évaluer la situation de plusieurs dossiers, tels que ceux concernant l'essai de pressurisation du bâtiment du réacteur, le programme d'entretien SLAR (localisation et repositionnement des patins d'espacement) des tubes de force, l'inspection des tubes des générateurs de vapeur ainsi que l'extraction d'un tube de générateur de vapeur. Au cours des discussions, Hydro-Québec a établi qu'il était possible de reporter ces essais et ces travaux au prochain arrêt planifié et que ce retard ne présentait pas de risques pour la sûreté de la centrale Gentilly-2. Ces activités sont prévues pour l'arrêt en 2009.

Des inspections de gaines de combustible et de tubes de *générateurs de vapeur* à Gentilly-2 ont été réalisées en 2008. Le personnel de la CCSN est satisfait des activités d'inspection et de l'approche proactive adoptée par Hydro-Québec en vue de l'arrêt prévu pour avril 2009.

Le personnel de la CCSN juge que le programme « Intégrité structurale » des systèmes et des équipements à Gentilly-2 est satisfaisant pour l'année 2008.

VÉRIFICATION DES JAUGES POUR S'ASSURER QUE LA PRESSION DANS LA POMPE D'ALIMENTATION DU GÉNÉRATEUR DE VAPEUR EST ADÉQUATE.

1.5.4.3 Fiabilité

En 2008, le personnel de la CCSN a rencontré celui de la centrale Gentilly-2 dans le but de faire un suivi de l'inspection sur la collecte et le traitement des données de fiabilité. Les progrès réalisés par Hydro-Québec dans le domaine de la planification et de la documentation des données sont satisfaisants. Des efforts supplémentaires sont cependant nécessaires afin de terminer l'acquisition des données et la rédaction de toutes les procédures requises.

Une rencontre supplémentaire est prévue pour 2009 avec pour objectif de fermer les actions restantes avant la fin de l'année.

En général, le programme « Fiabilité » d'Hydro-Québec est correctement organisé et convenablement maintenu. Le rendement des systèmes importants pour la sûreté a atteint les objectifs réglementaires en 2008. Hydro-Québec a soumis les rapports adéquats sur l'état de la fiabilité de la centrale.

En 2008, il y a eu une défaillance de niveau 1 du système de refroidissement d'urgence du cœur. Cet événement a été causé par l'ouverture simultanée de deux vannes lors d'un essai du circuit de refroidissement à l'arrêt. Cet événement n'a pas eu d'impact sur la sûreté de la centrale puisque la défaillance a été très courte. Les actions prises par Hydro-Québec pour corriger cette situation ont été jugées satisfaisantes.

Le personnel de la CCSN juge que le programme « Fiabilité » à Gentilly-2 est satisfaisant pour l'année 2008.

1.5.4.4 Qualification de l'équipement

Une inspection du programme de qualification de l'équipement, réalisée à la fin de l'année 2006, a relevé certaines faiblesses qui ont été prises en compte par Hydro-Québec dans un plan d'action présenté à la CCSN à la fin de l'année 2007.

Des réunions semestrielles ont été planifiées avec le personnel d'Hydro-Québec afin de faire un suivi des progrès réalisés au dossier de la qualification des équipements.

Jusqu'à présent, trois *avis d'action* ont été réglés par Hydro-Québec. Cependant, plusieurs *avis d'action* sont encore ouverts étant donné que les mesures correctives choisies n'ont pas été complètement mises en œuvre. La centrale Gentilly-2 sera prochainement en réfection, et Hydro-Québec a demandé de reporter la date butoir pour terminer les activités de qualification des équipements à la fin de 2012. Des améliorations ont été constatées, mais des progrès sont encore nécessaires pour achever les activités à temps.

Le personnel de la CCSN juge que le programme « Qualification de l'équipement » à la centrale Gentilly-2 est satisfaisant pour l'année 2008.

1.5.5 Préparation aux situations d'urgence

En 2008, le personnel de la CCSN a réalisé une inspection d'un exercice de mise en œuvre des mesures d'urgence à la centrale Gentilly-2.

En se fondant sur ses observations, l'équipe d'évaluation de la CCSN juge que, dans le cadre de cet exercice, Hydro-Québec a su, dans l'ensemble, démontrer sa capacité à gérer efficacement une situation d'urgence radiologique à Gentilly-2.

L'équipe de la CCSN croit que le scénario de l'exercice d'urgence DERAD 2007 (qui a eu lieu en mars 2008) a posé un défi adéquat pour évaluer les procédures, les équipements d'urgence et les objectifs de l'exercice.

L'exercice DERAD 2007 a aussi démontré que certains aspects de l'intervention en cas d'urgence radiologique pourraient être améliorés. D'après les activités évaluées, la CCSN a émis trois avis d'action et deux recommandations dans le but de promouvoir et d'accroître l'efficacité des interventions d'Hydro-Québec en cas d'urgence à ses installations de la centrale Gentilly-2.

Des mesures correctives ont été formulées principalement pour établir une gestion des opérations plus structurée, concernant le respect des procédures d'urgence, la gestion de l'information et la minimisation du risque pour le personnel sur le site et finalement, l'importance de respecter les exigences de la centrale en matière de radioprotection et de sécurité industrielle, même pendant les exercices.

D'une manière générale, le personnel de la CCSN conclut qu'Hydro-Québec se conforme aux exigences réglementaires.

En 2008, le domaine de sûreté « Préparation aux situations d'urgence » a répondu aux exigences et aux attentes de la CCSN en matière de rendement. Le personnel de la CCSN juge que le domaine de sûreté est « Entièrement satisfaisant » pour l'année 2008.

1.5.6 Protection de l'environnement

Au cours de l'année 2008, la dose à la population rapportée a été de 0,64 µSv, ce qui est très inférieur à la limite de dose du public de 1000 µSv. Les rejets aériens et liquides de radionucléides sont demeurés très inférieurs aux seuils d'intervention pour le contrôle des rejets. De même, les paramètres physico-chimiques respectent les exigences provinciales. Pour ce qui est des événements non planifiés, les quelques rejets mineurs signalés n'ont pas eu d'impact sur la population et l'environnement.

Une inspection du contrôle des rejets et de la surveillance radiologique de l'environnement a été réalisée à la centrale. Hydro-Québec satisfait de manière générale aux exigences réglementaires, mais des améliorations devront être apportées à la mise à jour et à l'harmonisation des documents ainsi qu'au respect des échéances.

Ce domaine de sûreté répond aux exigences et aux attentes de la CCSN en matière de rendement. Le personnel de la CCSN juge que le domaine de sûreté « Protection de l'environnement » à la centrale Gentilly-2 est satisfaisant pour l'année 2008.

1.5.7 Radioprotection

Aucune exposition aux rayonnements par le personnel n'a dépassé les limites réglementaires.

En 2008, le programme « Radioprotection » de Gentilly-2 a continué de répondre aux exigences réglementaires. Il y a lieu de noter que certaines améliorations ont été apportées au programme de radioprotection, y compris plusieurs initiatives d'application du principe ALARA. Les événements liés à la radioprotection ont été correctement analysés et sont assortis de plans d'action adéquats.

À Gentilly-2, la dose collective totale reçue durant les périodes d'exploitation normales continue de décroître et la dose pour 2008 est la plus faible enregistrée au cours des cinq dernières années. Les doses reçues durant les arrêts varient d'une année à l'autre et dépendent surtout de l'ampleur et de la nature des travaux effectués durant chaque arrêt.

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection à la centrale Gentilly-2 qui englobe le contrôle de la contamination, l'instrumentation de radioprotection et le contrôle de l'exposition. Notons que certaines lacunes ont été observées au regard de la fréquence d'étalonnage de l'instrumentation de mesures des rayonnements et de son intégration dans les lignes directrices de radioprotection appropriées. Hydro-Québec a mis en place un plan d'action visant à corriger ces lacunes.

Le personnel de la CCSN a également fait un suivi des dossiers de radioprotection encore en traitement et a déterminé que des progrès significatifs ont été réalisés par Hydro-Québec, ce qui suggère une clôture imminente de ces dossiers.

Le domaine de sûreté « Radioprotection » répond aux exigences et aux attentes de la CCSN en matière de rendement pour l'année 2008. Le personnel de la CCSN juge que le domaine de sûreté « Radioprotection » à la centrale Gentilly-2 est satisfaisant pour l'année 2008.

1.5.8 Sécurité des sites

Le rendement dans ce domaine de sûreté est présenté au tribunal de la *Commission* dans un *document aux commissaires* distinct (CMD 09-M28.A).

1.5.9 Garanties

Pour l'année 2008, le personnel de la CCSN attribue la cote « Entièrement satisfaisant » à la mise en œuvre du domaine de sûreté « Garanties » puisque celle-ci répond aux exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement ou les dépasse. Hydro-Québec a pris des mesures appropriées pour se conformer aux conditions du permis ayant trait aux obligations internationales du Canada prises aux termes du Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires.

En juillet 2008, l'AIEA a effectué une vérification de l'inventaire physique à Gentilly-2. L'inspection a été effectuée afin de vérifier qu'aucun détournement de matériel nucléaire n'avait eu lieu, de déceler toute altération du système de surveillance/confinement de l'AIEA, et de confirmer la validité des déclarations fournies par les autorités du pays et les exploitants des centrales nucléaires. Le personnel de la CCSN a participé à cette inspection et a effectué un examen des points suivants : l'aide apportée par la centrale aux inspecteurs de l'AIEA, y compris l'assignation de guides et le prêt d'équipement, l'accès à l'information relative à la comptabilisation et aux documents y afférent, la conformité de la centrale aux conditions du permis en matière de garanties se rapportant à l'inspection, et la conformité de l'AIEA à ses droits et obligations en matière d'inspection. Aucun problème important de conformité n'a été décelé.

L'AIEA a aussi effectué une vérification des renseignements sur la conception à Gentilly-2. Le personnel de la CCSN n'a pas pris part à cette inspection. Le personnel de l'AIEA n'a pas encore distribué de rapports sur les résultats, mais on ne prévoit pas de problèmes.

Le personnel de la centrale Gentilly-2 chargé des garanties a participé en 2008 à une série de réunions tripartites avec l'AIEA, la CCSN et d'autres exploitants de centrales nucléaires afin d'élaborer une procédure intégrée en matière de garanties pour les centrales CANDU. Dans le cadre de cette activité, Hydro-Québec a participé à un essai sur le terrain d'une méthode d'inspections aléatoires à court préavis pour permettre à l'AIEA de détecter et de prévenir des détournements de matières nucléaires, des altérations de l'équipement de surveillance de l'AIEA et des activités non déclarées. À la fin de 2008, ces inspections aléatoires à court préavis ont remplacé officiellement les inspections trimestrielles de l'AIEA.

1.5.10 Mise à jour sur les autres projets et initiatives d'importance

Le projet de réfection de la centrale Gentilly-2, qui était à l'étude depuis 2001 dans le cadre de l'avant-projet, a été approuvé officiellement par la haute direction d'Hydro-Québec en août 2008. Cette décision touchera les différents programmes décrits dans le présent rapport.

Entre-temps, Hydro-Québec s'est engagée formellement à respecter l'esprit du guide d'application de la réglementation RD-360, *Prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires*. Le personnel de la CCSN s'attend donc à ce que les documents à réviser dans le cadre du projet de réfection de la centrale Gentilly-2 soient soumis en conséquence. Hydro-Québec a indiqué son intention de soumettre un document d'examen intégré de sûreté et un rapport d'évaluation globale, y compris un plan intégré de mise en œuvre, tel que décrit dans le document RD-360. La soumission de l'examen intégré de sûreté est prévue pour la fin de l'année 2009.

Le personnel de la CCSN a mis en place une structure interne pour revoir les aspects du projet de réfection d'Hydro-Québec qui touchent les programmes et les domaines de sûreté pertinents. Cette évaluation se fera dans le cadre de l'examen de la documentation soumise par Hydro-Québec pour le projet de réfection de la centrale.

1.5.11 Conclusion

Il n'y a pas eu de *défaillances graves de systèmes fonctionnels* à Gentilly-2 depuis le renouvellement du permis en 2006. L'incident le plus important a été la collision de la machine de chargement avec un chariot élévateur dans le bâtiment du réacteur qui a entraîné des retards significatifs dans l'exécution des travaux de l'arrêt 2008.

Depuis 2006, il y a eu une baisse de la cote de rendement des programmes « Gestion de la qualité » et « Entretien ». Ces changements du rendement à la centrale dans ces domaines sont documentés et font l'objet d'une attention particulière de la part du personnel de la CCSN. Depuis le renouvellement de son permis d'exploitation, la centrale Gentilly-2 a réussi à maintenir son niveau de rendement en matière de sûreté, tout en préservant la santé et la sécurité des personnes, en protégeant l'environnement, en assurant la sécurité nationale et en respectant les obligations internationales du Canada.

1.6 POINT LEPREAU

1.6 Point Lepreau

Le tableau 6 présente les cotes de rendement en matière de sûreté de la centrale Point Lepreau pour l'année 2008. Celles-ci ont été attribuées en suivant une approche qui tient compte du risque et qui intègre le jugement professionnel du personnel de la CCSN et les observations provenant de 29 *inspections de type II*, d'activités de surveillance et de suivi ainsi que d'examens et d'évaluations documentaires. Pour l'année 2008, la cote intégrée de la centrale Point Lepreau est « Satisfaisant ». Les définitions des cotes et un tableau donnant une comparaison entre l'ancien et le nouveau système d'attribution des cotes se trouvent à l'annexe B.

TABLEAU 6 : COTES DE RENDEMENT EN MATIÈRE DE SÛRETÉ DE POINT LEPREAU POUR L'ANNÉE 2008

Domaine de sûreté Programme	**Cote de rendement**
Exploitation	**ES**
Gestion de l'organisation et de la centrale	SA
Conduite des opérations	ES
Santé et sécurité au travail (non radiologique)	ES
Assurance du rendement	**SA**
Gestion de la qualité	SA
Facteurs humains	SA
Formation, examen et accréditation	SA
Conception et analyse	**SA**
Analyse de sûreté	SA
Questions de sûreté	SA
Conception	SA
Aptitude fonctionnelle de l'équipement	**SA**
Entretien	SA
Intégrité structurale	SA
Fiabilité	SA
Qualité	SA
Préparation aux situations d'urgence	**ES**
Protection de l'environnement	**SA**
Radioprotection	**SA**
Sécurité des sites	**Réglementé**
Garanties	**ES**
Cote intégrée de la centrale	SA

1.6.1 Exploitation

La centrale Point Lepreau a été exploitée de manière sûre en 2008. Le domaine de sûreté « Exploitation » à Point Lepreau a atteint, et dans certains cas, dépassé les exigences et les attentes de la CCSN en matière de rendement. Les programmes du domaine de sûreté « Exploitation » ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale. La cote « Entièrement satisfaisant » est attribuée à ce domaine de sûreté à Point Lepreau pour l'année 2008.

1.6.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

Conformément à l'article 15 du *Règlement général sur la sûreté et la réglementation nucléaires*, les titulaires de permis doivent faire rapport à la CCSN de tout changement à la structure organisationnelle. Lorsque l'arrêt à des fins de réfection de la centrale Point Lepreau a débuté en mars 2008, le chef de centrale est devenu responsable de toutes les activités. Avant cet arrêt, la gestion des activités de réfection relevait d'une autre branche de l'organisation. D'autres changements temporaires ont également été apportés à l'organisation du titulaire de permis au fur et à mesure que le personnel était assigné à de nouvelles tâches à l'appui des divers travaux. Toutefois, le personnel de la CCSN n'a pas décelé de problèmes d'importance nécessitant un suivi.

Tout au long de 2008, le rendement du personnel de direction de Point Lepreau a été conforme à son document d'orientation interne « Le manuel de la gestion nucléaire ». Ce manuel couvre les caractéristiques d'un leadership adéquat et des améliorations requises de façon continue afin d'atteindre et de maintenir un rendement plus élevé.

Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de problèmes d'importance au cours des inspections, de la surveillance et du suivi de ce programme qu'il a effectués en 2008. En se fondant sur les activités de conformité effectuées, la cote « Satisfaisant » a été attribuée au programme « Gestion de l'organisation et de la centrale » à Point Lepreau.

1.6.1.2 Conduite des opérations

Aucun arrêt forcé, *recul rapide de puissance* ou *défaillance grave de système fonctionnel* n'est survenu en 2008.

L'arrêt à des fins de réfection de la centrale Point Lepreau a débuté le 30 mars 2008. Les manœuvres d'exploitation effectuées visaient à : effectuer le déchargement du combustible, mettre le réacteur en *état d'arrêt garanti* et faire la gestion des sources froides.

Le personnel de la CCSN en poste à la centrale a effectué 29 *inspections de type II* en 2008. Il a également effectué des activités de surveillance et de suivi, des examens et des évaluations documentaires et il a participé à plusieurs réunions avec le titulaire de permis afin de discuter des mesures d'application, des exigences du régime de permis, des résultats des inspections, et des résultats des examens et évaluations effectués. En se fondant sur les observations du personnel de la CCSN, il a été conclu que ce programme répond aux attentes à Point Lepreau et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2008.

1.6.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

Nombre de blessures entraînant une perte de temps rapportées par le titulaire de permis :	2
Fréquence des accidents (FA) :	0,72
Taux de gravité des accidents (TGA) :	8,01

La *fréquence des accidents* et le *taux de gravité des accidents* sont des indicateurs de rendement inclus dans les rapports soumis par le titulaire de permis conformément aux exigences de la norme S-99. Deux blessures entraînant une perte de temps ont été rapportées en 2008, les deux étant dues à des chutes après avoir trébuché et ont occasionné des arrêts de travail prolongés. Par conséquent, le *taux de gravité des accidents* à Point Lepreau est élevé comparativement aux années précédentes.

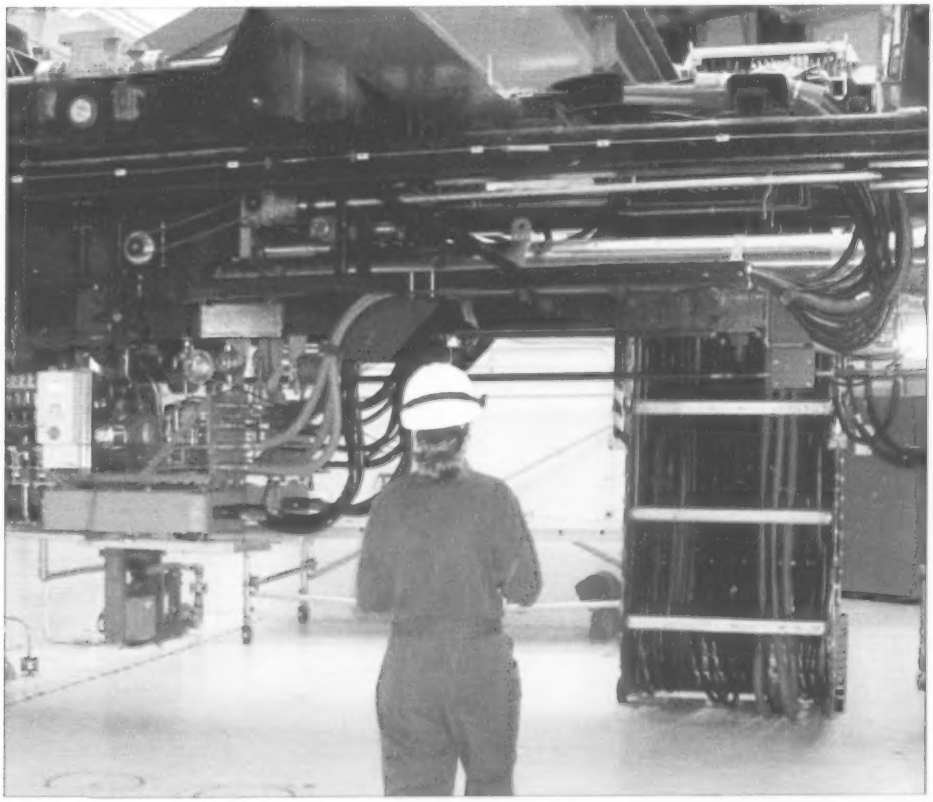
En avril 2008, de nouveaux règlements ont été promulgués rendant la province du Nouveau-Brunswick responsable de la réglementation en matière de santé et sécurité au travail (*Gazette du Canada*, Partie II, vol. 142, nº 7). L'arrêt à des fins de réfection a nécessité une augmentation importante du nombre de travailleurs sur le site. Le programme « Travail sécuritaire NB[7] » a contribué à une surveillance plus étroite des travaux sur le site afin de tenir compte de la multiplication des activités de construction.

[7] Le programme « Travail sécuritaire NB » veille à la mise en œuvre et à l'application de la *Loi sur l'hygiène et la sécurité au travail*, de la *Loi sur les accidents du travail* et de la *Loi sur la Commission de la santé, de la sécurité et de l'indemnisation des accidents au travail*.

Le personnel de la CCSN a jugé que les conditions et pratiques de travail dans le domaine de la santé et de la sécurité au travail ont permis de procurer un haut niveau de protection au personnel de la centrale Point Lepreau et il a attribué la cote « Entièrement satisfaisant » au programme dans ce domaine pour l'année 2008.

1.6.2 Assurance du rendement

En 2008, le domaine de sûreté « Assurance du rendement » à Point Lepreau a respecté les exigences et les attentes de la CCSN en matière de rendement. Globalement, la cote « Satisfaisant » est attribuée à ce domaine de sûreté.



DANS LE CADRE D'UNE INSPECTION RÉGULIÈRE DES ARRÊTS, LES INSPECTEURS DE LA CCSN OBSERVENT LA ZONE QUI ENTOURE LA MACHINE DE CHARGEMENT DU COMBUSTIBLE POUR S'ASSURER QUE L'ENTRETIEN EST CONFORME AUX NORMES DE LA CENTRALE.

1.6.2.1 Gestion de la qualité

En 2008, le personnel de la CCSN a effectué une évaluation approfondie du programme « Gestion de la qualité » d'Énergie nucléaire Nouveau-Brunswick (ENNB), en portant une attention particulière aux activités de réfection en cours. Par comparaison avec l'exploitation normale de la centrale, la réfection comporte plus de projets de construction, les activités d'exploitation régulières étant remplacées par des activités de conception et de construction. Les activités de réfection liées à la sûreté sont : la pertinence et la réalisation de la conception et des vérifications de la conception; les compétences et les moyens des fournisseurs de composants, de services et de travailleurs qualifiés; les activités relatives au contrôle des travaux; la gestion du matériel et la gestion des documents et des dossiers.

Pour évaluer les activités de réfection liées à la sûreté, le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type II* de la manutention et de la gestion du matériel à deux entrepôts à Point Lepreau et à l'entrepôt d'Énergie atomique du Canada limitée (EACL) à Saint-Jean. Globalement, il a été jugé que les processus de manutention du matériel à l'entrepôt de Saint-Jean étaient adéquats. Quatre *avis d'action* ont été émis à ENNB pour qu'elle élimine des lacunes concernant l'identification et l'étiquetage du matériel à la réception, la traçabilité et le suivi des dossiers et la gestion d'un espace réservé aux petites pièces en quarantaine. ENNB a pris des mesures pour corriger ces lacunes.

Le personnel de la CCSN a également effectué une *inspection de type II* du processus de contrôle des modifications techniques d'ENNB. À la suite de cette inspection, le personnel a conclu que le processus global de contrôle des modifications techniques répondait aux exigences pertinentes. Cependant, deux *avis d'action* ont été émis pour éliminer des lacunes concernant le processus de vérification de la conception (des critères de connaissance et d'expérience n'étaient pas documentés) et l'octroi de contrats à des fournisseurs de services en matière de conception. Malgré ces lacunes, il a été déterminé que le processus de contrôle des modifications était solide et mis en œuvre de façon adéquate.

De plus, le personnel de la CCSN a observé plusieurs inspections effectuées par le personnel d'ENNB, par exemple des évaluations de fournisseurs et d'activités de conception.

Avant que la centrale soit remise en service, le personnel de la CCSN prévoit effectuer des examens et des inspections afin de confirmer que les activités de mise en service ont été menées de manière adéquate et que la configuration de la centrale pour l'exploitation est sûre. Ces activités sont décrites de façon plus détaillée dans le CMD concernant le rechargement du combustible – voir la section 1.6.10 sur les projets spéciaux.

Compte tenu de ces évaluations, la cote « Satisfaisant » est attribuée au programme « Gestion de la qualité » à Point Lepreau pour l'année 2008.

1.6.2.2 Facteurs humains

En 2008, ENNB a soumis une mise à jour sur les questions non résolues identifiées lors d'une inspection de la CCSN effectuée en 2004. Cette dernière a porté sur l'élaboration et la mise en œuvre d'un plan visant à documenter toutes les habiletés techniques et d'ingénierie requises pour exploiter la centrale de manière sûre. Ce plan établira également le nombre requis de personnes qualifiées possédant ces habiletés. À la lumière de l'information obtenue, le personnel de la CCSN a conclu qu'ENNB avait accompli des progrès marqués en regard de la mise en place de l'infrastructure requise pour prévoir et gérer les changements des niveaux de dotation et pour s'assurer que des occasions d'apprentissage appropriées sont offertes au personnel en temps opportun.

ENNB a également présenté une mise à jour concernant un *point à régler* ouvert à la suite d'une *inspection de type II* effectuée en 2006 qui portait sur la mise en œuvre d'un processus pour surveiller la conformité aux limites d'heures de travail. ENNB a mis en place un processus pour produire des rapports bimensuels et trimestriels qui indique le nombre de fois où les limites d'heures de travail n'ont pas été respectées. De plus, ENNB met actuellement à l'essai un logiciel pour le personnel interne travaillant sur des quarts de 12 heures.

En se fondant sur les mises à jour obtenues, le personnel de la CCSN a conclu que ces mesures ne pouvaient pas donner accès à l'information qui permettrait aux superviseurs de surveiller les différentes limites d'heures de travail et que ces mesures sont de nature réactive. Le personnel de la CCSN a également soulevé des inquiétudes concernant le nombre d'heures travaillées par le personnel des entrepreneurs ainsi que la surveillance de la conformité et des dérogations à ces limites. ENNB a informé le personnel de la CCSN qu'une demande avait été adressée aux entrepreneurs afin qu'ils fournissent à chaque mois des rapports portant sur les limites d'heures de travail et qu'ils se conforment à ces limites, telles que définies dans les procédures de la centrale.

Un plan de programme d'ingénierie des facteurs humains (PPIFH) donne les lignes directrices sur la manière de tenir compte de ces facteurs lorsque des modifications sont effectuées dans le cadre du projet de réfection. Ce plan identifie les activités liées aux facteurs humains qui font partie de la réfection, les travaux de remplacement des tubes de force du réacteur devant être effectués et les modifications à apporter à l'installation de gestion des déchets radioactifs solides. Le personnel de la CCSN a examiné ce plan et est d'accord avec l'approche qui y est proposée. De plus, il est confiant qu'un processus systématique est suivi pour tenir compte des facteurs humains dans les activités de conception entrant dans le cadre de la réfection.

Compte tenu des activités de conformité effectuées en 2008, on a conclu que les attentes de la CCSN en matière de rendement du programme « Facteurs humains » on été atteintes à Point Lepreau et la cote « Satisfaisant » lui est attribuée. ENNB entreprendra plusieurs autres initiatives en 2009, comme un examen des événements comportant des erreurs humaines à risque élevé par comparaison avec les normes modernes d'ingénierie des facteurs humains.

1.6.2.3 Formation, examen et accréditation

Le domaine de sûreté « Formation, examen et accréditation » à Point Lepreau répondait en 2008 aux attentes en matière de rendement de la CCSN et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée. ENNB a démontré qu'elle disposait d'un nombre suffisant de travailleurs qualifiés pour effectuer les activités autorisées à Point Lepreau.

Formation
En 2008, le personnel de la CCSN a effectué des *inspections de type II* sur une base trimestrielle afin de surveiller la mise en œuvre des plans de formation des opérateurs accrédités et du personnel non accrédité, d'observer et de contrôler la formation continue des opérateurs accrédités et d'obtenir des mises à jour sur la formation prévue durant l'arrêt.

De façon générale, le personnel de la CCSN a conclu que les cours de formation continue prévus pour les opérateurs accrédités pendant la période de réfection étaient très bien présentés et bien reçus par les participants. Le personnel a conclu que cette formation était très efficace et atteignait les objectifs que la CCSN avait choisis pour cette inspection et les critères connexes.

Ces *inspections de type II* vont se poursuivre conformément à l'entente intervenue entre la CCSN et ENNB et cela jusqu'au rechargement du combustible et à la remise en service.

Examen et accréditation
Le personnel accrédité a continué de participer à des activités de formation continue régulières et d'être soumis à des tests de requalification conformément aux conditions du permis d'exploitation. De plus, tout au long de l'arrêt à des fins de réfection, le nombre des personnes accréditées chargées de la conduite des opérations sur les quarts est maintenu aux niveaux stipulés dans le permis d'exploitation à l'appui des activités de réfection.

Après la publication du document d'application de la réglementation RD-204, *Accréditation des personnes qui travaillent dans des centrales nucléaires*, ENNB, tout comme les autres titulaires de permis, a fait une demande de modification du permis d'exploitation de la centrale nucléaire Point Lepreau afin d'y inclure les nouvelles exigences de ce document et de tenir ses propres examens d'accréditation initiale du personnel de quart devant être accrédité. Le tribunal de la *Commission* a approuvé le transfert de ces examens à ENNB en janvier 2009.

1.6.3 Conception et analyse

Le domaine de sûreté « Conception et analyse » à Point Lepreau a atteint les objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée. Les examens effectués par le personnel de la CCSN ont permis de conclure que les actions d'ENNB continuaient de répondre de façon satisfaisante aux nouvelles questions de conception et de sûreté soulevées en 2008.

1.6.3.1 Analyse de sûreté

Globalement, la CCSN est satisfaite du programme « Analyse de sûreté » à Point Lepreau et de son rendement, car il est conforme aux normes modernes en matière d'assurance de la qualité. Les évaluations effectuées par le personnel ont permis de confirmer que, dans l'ensemble, le programme d'analyse de sûreté en place à la centrale est adéquat pour assurer la poursuite de l'exploitation de la centrale Point Lepreau de manière sûre.

Étude probabiliste de sûreté
ENNB a réalisé des études probabilistes de sûreté de niveau 1 et niveau 2 conformément à la norme d'application de la règlementation S-294 de la CCSN, *Études probabilistes de sûreté (ÉPS) pour les centrales nucléaires*. Le personnel de la CCSN a jugé que l'étude de niveau 1 était satisfaisante parce qu'elle fait appel à des méthodes reconnues et qu'elle est bien documentée. Cependant, il a observé que la méthode suivie par ENNB pour effectuer l'étude de niveau 1 a donné lieu à un grand nombre d'arbres de défaillances, alourdissant le modèle plus que nécessaire. Néanmoins, les résultats de l'étude probabiliste de sûreté continuent de démontrer que la centrale atteint les buts visés par la CCSN en matière de sûreté.

En 2008, le personnel de la CCSN a reçu une évaluation de la marge sismique fondée sur une ÉPS ainsi que des ÉPS de niveau 2 pour les cas suivants : les événements internes, une inondation et un incendie. Cette information fait présentement l'objet d'une évaluation.

Le personnel de la CCSN continuera de suivre les progrès en vue de la mise en œuvre des activités identifiées comme faisant partie des résultats des ÉPS.

1.6.3.2 Questions de sûreté

Le personnel de la CCSN a évalué les progrès réalisés par le secteur des centrales nucléaires CANDU et les compagnies d'électricité utilisant de telles centrales en ce qui a trait à la résolution des DG. À cette fin, ENNB a poursuivi sa participation aux efforts du secteur.

Les DG 88G02, 95G02, 99G01 et 06G01 pour Point Lepreau ont été fermés en 2008. Une brève description de chacun des DG toujours ouverts ainsi que l'année au cours de laquelle il est prévu de les fermer se trouvent à l'annexe F.

La cote « Satisfaisant » est attribuée à ce programme de Point Lepreau pour l'année 2008.

1.6.3.3 Conception

ENNB a révisé le programme portant sur les enveloppes sous pression à Point Lepreau afin de se conformer à la norme N285.0-06 de la CSA. En 2008, ENNB a soumis à la CCSN ses processus ayant trait à la classification, l'enregistrement et la réconciliation des enveloppes sous pression, et la CCSN les a approuvés.

En mai 2008, le permis d'exploitation de la centrale Point Lepreau a été modifié et est entré en vigueur pour permettre la conclusion d'une entente formelle entre ENNB et le ministère de la Sécurité publique du Nouveau-Brunswick, l'organisme d'inspection autorisé accrédité[1]. En décembre 2008, ENNB a fourni au personnel de la CCSN, à d'autres titulaires de permis de centrale nucléaire et à des organismes d'inspection une mise à jour de l'expérience de la mise en œuvre de cette approche par l'organisme d'inspection autorisé.

Les spécialistes de la CCSN en matière de protection contre l'incendie ont examiné les résultats de l'étude probabiliste de sûreté portant sur les risques d'un incendie soumis par ENNB. Au cours de son examen, le personnel de la CCSN a demandé à ENNB de démontrer que le corps de pompiers industriel peut en tout temps répondre aux critères de rendement présumés dans cette étude. De plus, le personnel de la CCSN a effectué en novembre 2008 une *inspection de type II* d'un exercice du corps de pompiers industriel à Point Lepreau. Les services d'un entrepreneur ont été retenus pour cette inspection, et la publication du rapport a été reportée à cause du délai considérable que l'entrepreneur a pris pour soumettre son rapport final. Par conséquent, les résultats de cette inspection ne sont pas présentés dans ce rapport, mais ils le seront dans le prochain rapport annuel. Des discussions portant sur les moyens à prendre pour résoudre les problèmes relatifs à la protection contre l'incendie et les progrès réalisés à ce chapitre sont en cours.

Le personnel de l'ENNB a travaillé en collaboration avec le personnel de la CCSN à la préparation d'une évaluation des écarts par rapport aux exigences de l'ébauche du document d'application de la réglementation RD-334, *La gestion du vieillissement des centrales nucléaires*, et aux résultats de cette analyse comparative, et à la planification d'un calendrier pour l'élaboration d'un plan de gestion du vieillissement couvrant l'ensemble de la centrale. En décembre 2008, ENNB a fourni une mise à jour sur l'élaboration du plan de gestion du vieillissement se fondant sur l'ébauche du document RD-334. Dans cette mise à jour, ENNB a indiqué que les prochaines étapes prévues étaient :

- Continuer à rencontrer régulièrement le personnel de la CCSN en 2009 pour discuter de la version actuelle du document RD-334 jusqu'à ce que le plan de gestion du vieillissement de Point Lepreau soit terminé.

[1] ENNB a conclu une entente formelle avec le ministère de la Sécurité publique du Nouveau-Brunswick pour que celui-ci agisse comme agence d'inspection autorisée pour les enveloppes sous pression de cette installation, comme il est défini à la condition 5.3 du permis d'exploitation.

- Fournir une ébauche de ce plan à la CCSN pour examen avant la fin de février 2009.

À la lumière de l'examen de ce programme réalisé par le personnel à Point Lepreau, il a été conclu que la centrale répondait aux attentes de la CCSN en matière de rendement et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée.

VÉRIFICATION DES NIVEAUX DE LA POMPE DU PUISARD DE TURBINE POUR S'ASSURER QU'ELLE FONCTIONNE EFFICACEMENT.

1.6.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement

Le domaine de sûreté « Aptitude fonctionnelle de l'équipement » à Point Lepreau a atteint les objectifs des exigences et des attentes de la CCSN en matière de rendement. Globalement, la cote « Satisfaisant » a été attribuée à ce domaine de sûreté.

1.6.4.1 Entretien

En 2008, le personnel de la CCSN en poste à la centrale a effectué une *inspection de type II* du programme « Entretien » à Point Lepreau. L'inspection consistait à examiner le processus de documentation des ordres de travail et à observer les travaux en cours sur le terrain. Cette inspection de l'exécution de travaux d'entretien à Point Lepreau était la première d'une série d'inspections de référence de type II portant sur la conformité en matière d'entretien. Aucun problème d'importance n'a été décelé, et le personnel de la CCSN a conclu que l'exécution des travaux à Point Lepreau répondait aux exigences réglementaires.

Une tendance à l'amélioration a également été observée en 2008 au chapitre de la réalisation des travaux d'entretien préventif par ENNB.

Le personnel de la CCSN examine de façon régulière les événements ayant un lien avec l'entretien. En 2008, 30 événements devant être rapportés étaient de ce type; cependant, aucun d'eux n'était d'importance.

Compte tenu de ces résultats, la cote « Satisfaisant » est attribuée au programme « Entretien » à Point Lepreau pour l'année 2008.

1.6.4.2 Intégrité structurale

En 2008, ENNB a répondu aux exigences relatives aux enveloppes sous pression auxquelles on fait référence dans le permis d'exploitation. Des inspections ont été effectuées conformément aux normes pertinentes de la CSA. ENNB a mis en place des programmes adéquats en matière d'aptitude fonctionnelle de l'équipement pour s'assurer que l'intégrité des *tubes de force*, des *tuyaux d'alimentation* et des *générateurs de vapeur* est préservée de manière satisfaisante. Aucune dégradation d'importance des enveloppes sous pression n'a été rapportée en 2008.

Étant donné que la centrale est actuellement en réfection, ENNB n'a pas soumis les résultats d'évaluations des *tubes de force* ainsi que des composants du système de confinement.

Au cours des tournées d'inspection de la centrale et d'*inspections de type II*, le personnel de la CCSN a observé que les composants étaient dans l'état prévu et en bon état de fonctionnement. Seul un petit nombre de composants à la piscine de stockage du combustible usé n'étaient pas dans l'état où ils auraient dû être.

Dans le cadre de la réfection des composants du réacteur, tous les *tuyaux d'alimentation* d'entrée et de sortie sont en voie d'être remplacés par de nouveaux *tuyaux*. Les matériaux ayant servi à la fabrication des nouveaux *tuyaux d'alimentation* sont plus résistants à la corrosion accélérée par l'écoulement. Une autre amélioration de la conception des nouveaux *tuyaux d'alimentation* est l'accroissement de l'épaisseur nominale de la paroi des *tuyaux d'alimentation* de deux pouces.

En se fondant sur ces résultats, le personnel de la CCSN attribue la cote « Satisfaisant » au rendement du programme « Intégrité structurale » à Point Lepreau pour l'année 2008.

1.6.4.3 Fiabilité

Comme la centrale est en réfection et vide de combustible depuis mai 2008, le rapport annuel de 2008 sur la fiabilité couvre la période entre le 1er janvier 2008 et le 11 mai 2008.

En 2008, tous les *systèmes spéciaux de sûreté* et les systèmes ayant contribué de façon importante aux indisponibilités antérieures n'ont pas excédé leurs objectifs relatifs aux indisponibilités réelles et les indisponibilités futures prévues.

Conformément à des demandes faites précédemment par le personnel de la CCSN, ENNB utilise les modèles servant aux ÉPS, y compris les processus à l'appui du calcul des indisponibilités des systèmes, ce qui constitue une amélioration par rapport aux pratiques antérieures.

Le personnel de la CCSN a conclu que le programme « Fiabilité » à Point Lepreau répond aux exigences de la CCSN. La cote « Satisfaisant » a été attribuée à ce programme pour l'année 2008.

1.6.4.4 Qualification de l'équipement

Le programme « Qualification de l'équipement » regroupe des activités de conception et d'entretien qui permettent de conserver l'équipement de la centrale dans un état le rendant capable de résister à des mauvaises conditions environnementales, comme des températures et un taux d'humidité élevés, qui prévalent après des accidents majeurs.

ENNB a fourni des mises à jour concernant la mise en œuvre des mesures correctives requises identifiées lors d'une *inspection de type I* de la CCSN effectuée en 2006. Le personnel de la CCSN a examiné ces rapports et a conclu que toutes les mesures correctives avaient été apportées. Le *point à régler* lié à cette inspection a été fermé en 2008.

La cote « Satisfaisant » a été attribuée à ce programme pour l'année 2008.

1.6.5 Préparation aux situations d'urgence

Compte tenu du risque réduit que présente la centrale pendant qu'elle est à l'arrêt et en réfection, la portée de la planification des mesures d'urgence à la centrale Point Lepreau a été limitée aux situations d'urgence sur le site. Par conséquent, le personnel de la CCSN n'a pas effectué d'inspections spécifiques à la centrale en 2008. Un suivi du rendement en matière de gestion

des situations d'urgence a été effectué au moyen d'examens réguliers des rapports soumis conformément à la norme S-99, des rapports trimestriels de conformité de la centrale Point Lepreau et des rapports hebdomadaires du personnel de la CCSN en poste à la centrale.

Des améliorations ont été apportées en 2007 au processus d'autoévaluation des exercices d'intervention en cas d'urgence à la centrale Point Lepreau, et les procédures en cas d'urgence ont été mises à jour en préparation à l'arrêt à des fins de réfection en 2008. Le personnel de la CCSN prévoit effectuer, avant le rechargement du combustible, une *inspection de type II* du programme en cas d'urgence pour confirmer que le nombre de personnes assignées à intervenir dans de telles circonstances et leur formation sont adéquats de sorte que l'organisme des mesures d'urgence réponde pleinement aux exigences du permis et à celles du programme en cas d'urgence en vigueur lorsqu'en exploitation normale.

ENNB a maintenu un programme de préparation aux situations d'urgence adéquat qui tient compte du risque réduit d'avoir à faire face à des cas d'urgences pendant l'arrêt. Ce programme continue d'être supérieur aux exigences et attentes pertinentes de la CCSN en matière de rendement. D'après ces résultats, la cote « Entièrement satisfaisant » a été attribuée au domaine de sûreté « Préparation aux situations d'urgence » à Point Lepreau pour l'année 2008.

1.6.6 Protection de l'environnement

En 2008, la dose du public attribuable à la centrale Point Lepreau s'élevait à 1,80 µSv, ce qui est bien inférieur à la limite de dose du public de 1 000 µSv. Les rejets de substances nucléaires dans les effluents gazeux et liquides sont toujours demeurés inférieurs aux seuils d'intervention.

Les examens des rapports trimestriels sur l'exploitation, qui ont été effectués par le personnel de la CCSN et soumis conformément à la norme S-99, n'ont pas permis de déceler de problèmes d'importance concernant la dose de rayonnement du public et la protection de l'environnement. Aucun rapport n'a été reçu concernant des rejets imprévus de substances nucléaires ou dangereuses qui auraient pu poser un risque indu pour l'environnement.

En juillet 2008, le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type II* du système de surveillance des effluents liquides à Point Lepreau. L'objectif de cette inspection était de déterminer si la surveillance des effluents liquides était effectuée conformément aux procédures approuvées. Globalement, le personnel a déterminé que le processus de surveillance des effluents liquides à Point Lepreau répondait aux exigences.

Le domaine de sûreté « Protection de l'environnement » à Point Lepreau répondait en 2008 aux exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée.

1.6.7 Radioprotection

En 2008, il n'y a pas eu d'expositions aux rayonnements qui ont dépassé les limites de dose réglementaires. Deux incidents ont entraîné des doses devant être rapportées et dépassant les seuils d'intervention à la centrale Point Lepreau. Dans les deux cas, des personnes ont reçu une dose dépassant les limites de dose administratives, mais les modes de défaillance des barrières de protection étaient différents. Des enquêtes ont été menées et des mesures correctives appropriées ont été prises.

Le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type II* portant sur le contrôle de la contamination, l'équipement et les instruments, le contrôle des expositions au rayonnement et des doses ainsi qu'une mise à jour concernant les activités de réfection. Cinq avis d'action ont été émis à la suite de cette inspection, et le titulaire de permis a depuis demandé de fermer quatre d'entre eux. Le personnel de la CCSN examine actuellement cette demande. L'*avis d'action* toujours en suspens concerne la gestion des dossiers des contrôles du rayonnement.

Un *point à régler* ouvert après une inspection effectuée en 2006 est toujours en suspens. Il a trait à l'obligation du titulaire de permis de faire un suivi des améliorations devant être apportées aux procédures de radioprotection. Il est prévu que des améliorations seront apportées aux procédures avant la fin de la réfection pour établir une base solide pour la période d'exploitation à venir.

LES POLITIQUES ET LES PROCÉDURES DE RADIOPROTECTION EXIGENT QU'UNE SURVEILLANCE SOIT EXERCÉE AUX SORTIES.

Une tendance possible a été identifiée en 2008 au chapitre de la manutention des déchets. Ce domaine fera l'objet d'une surveillance étroite de la part du personnel de la CCSN, au moyen de diverses activités de conformité et de vérification.

Finalement, tout au long de 2008, la surveillance effectuée par les inspecteurs en poste au site a révélé que le personnel éprouvait de la difficulté à adhérer aux normes en vigueur à la centrale Point Lepreau, possiblement à cause des changements importants dans la nature du travail, à l'augmentation importante du nombre de travailleurs sur le site, plusieurs d'entre eux n'ayant pas d'expérience du domaine de la radioprotection.

Globalement, le domaine de sûreté « Radioprotection » à Point Lepreau atteignait en 2008 les objectifs des exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement, et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée. Cependant, les problèmes identifiés dans les rapports de surveillance peuvent mener à un rendement à la baisse en 2009 s'ils ne sont pas réglés. Le personnel de la CCSN a surveillé le rendement d'ENNB et continuera de le faire pour s'assurer que les doses reçues par les travailleurs demeurent inférieures aux limites réglementaires et sont au niveau le plus bas qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre (ALARA). Il s'assurera aussi que des précautions sont prises en regard de la radioprotection tout au long de la réfection et après la remise en service.

1.6.8 Sécurité des sites

Le rendement dans ce domaine de sûreté est présenté au tribunal de la *Commission* dans un *document aux commissaires* distinct (CMD 09-M28.A).

1.6.9 Garanties

Pour l'année 2008, le personnel de la CCSN attribue la cote « Entièrement satisfaisant » à la mise en œuvre du domaine de sûreté « Garanties » à Point Lepreau puisque celle-ci répond aux

exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement ou les dépasse. ENNB a pris les mesures appropriées à Point Lepreau pour se conformer aux conditions du permis ayant trait aux obligations internationales du Canada prises aux termes du Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires.

En juillet 2008, l'AIEA a effectué une vérification physique de l'inventaire à la centrale Point Lepreau. Cette inspection a été entreprise afin de vérifier qu'aucun détournement de matières nucléaires n'ait eu lieu, déceler toute tentative d'altération du système de confinement et de surveillance de l'AIEA, et confirmer la validité des déclarations faites par les autorités du pays et les exploitants des centrales nucléaires. Le personnel de la CCSN a participé à cette inspection et a effectué un examen des points suivants : l'aide apportée par la centrale aux inspecteurs de l'AIEA, y compris l'assignation de guides et le prêt d'équipement, l'accès à l'information relative à la comptabilisation et aux documents à l'appui, la conformité de la centrale aux conditions du permis en matière de garanties se rapportant à l'inspection, et la conformité de l'AIEA à ses droits et obligations relatifs à l'inspection. Aucun problème important de conformité n'a été décelé.

De plus, l'AIEA a effectué une visite d'accès complémentaire à Point Lepreau en 2008. Le personnel de la CCSN n'était pas présent lors de cette visite. L'AIEA n'a pas encore publié son rapport des résultats de cette visite, mais aucun problème n'est prévu.

En 2008, le personnel de la centrale Point Lepreau préposé au domaine de sûreté « Garanties » a participé à une série de réunions tripartites avec l'AIEA, la CCSN et d'autres exploitants de centrales nucléaires afin d'élaborer une procédure intégrée en matière de « garanties » pour les centrales CANDU. Dans le cadre de cette activité, le personnel de Point Lepreau a participé à un essai sur le terrain d'une méthode d'inspections aléatoires à court préavis qui permettra à l'AIEA de détecter et de prévenir des détournements de matières nucléaires, des altérations de l'équipement de surveillance de l'AIEA et des activités non déclarées. Depuis la fin de 2008, ces inspections aléatoires à court préavis ont remplacé les inspections traditionnelles de l'AIEA prévues sur une base trimestrielle.

1.6.10 Mise à jour sur les autres projets et initiatives d'importance

1.6.10.1 Projet de réfection de la centrale Point Lepreau

Les activités liées au projet de réfection de la centrale Point Lepreau se sont poursuivies en 2008; les travaux ont environ deux mois de retard par rapport au calendrier prévu. ENNB prend des mesures afin de combler le retard et de trouver des occasions ou de formuler des recommandations pouvant optimiser la séquence des travaux.

Lors des audiences publiques de la CCSN tenues en juin et en décembre 2008 (CMD 08-M38 et CMD 08-M85), le personnel d'ENNB a soumis aux membres du tribunal de la *Commission* deux mises à jour sur l'arrêt de la centrale Point Lepreau à des fins de réfection. À ces audiences, le personnel de l'ENNB a fait rapport aux membres du tribunal de la *Commission* de l'état d'avancement du projet ainsi que des défis à venir d'ici l'audience publique d'une journée qui portera sur le rechargement du combustible.

En 2008, les étapes suivantes du projet de réfection ont été achevées ou avancées :

- Déchargement du combustible – en mai 2008, le cœur du réacteur était officiellement vide de combustible
- Transfert de la voûte du réacteur à EACL – conformément aux ententes contractuelles (juin 2008)
- Vidange du circuit caloporteur primaire et du circuit du modérateur
- Extraction des *tuyaux d'alimentation* (complété en septembre 2008)
- Extraction des embouts – débuté en décembre 2008 (complété en février 2009)

L'audience publique de la *Commission* ayant trait au rechargement du combustible est prévue pour novembre 2009. L'objectif consiste à demander l'approbation de la *Commission* pour effectuer le rechargement du combustible dans le cœur et procéder au redémarrage du réacteur, en vertu de la condition 12.1 du permis d'exploitation de la centrale Point Lepreau.

1.7 Sommaire du rendement des centrales nucléaires en matière de sûreté

Un sommaire des cotes de rendement attribuées aux différents domaines de sûreté et programmes est présenté aux tableaux 7 et 8. Le tableau 7 montre les cotes de rendement attribuées pour l'année 2008 aux domaines de sûreté et programmes de toutes les centrales. Le tableau 8 montre la tendance au cours des trois dernières années des cotes de rendement attribuées aux domaines de sûreté de toutes les centrales.

TABLEAU 7 : SOMMAIRE DES COTES DE RENDEMENT ATTRIBUÉES POUR L'ANNÉE 2008 AUX DOMAINES DE SÛRETÉ ET PROGRAMMES DE TOUTES LES CENTRALES

Domaine de sûreté	Bruce		Darlington	Pickering		Gentilly-2	Point Lepreau
Programme	A	B		A	B		
Exploitation	**SA**	**SA**	**ES**	**SA**	**SA**	**SA**	**ES**
Gestion de l'organisation et de la centrale	SA	SA	ES	IA	IA	SA	SA
Conduite des opérations	SA	SA	ES	SA	SA	SA	ES
Santé et sécurité au travail (non radiologique)	ES	ES	ES	SA	SA	SA	ES
Assurance du rendement	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**
Gestion de la qualité	SA	SA	SA	SA	SA	IA	SA
Facteurs humains	SA	SA	ES	IA	IA	SA	SA
Formation, examen et accréditation	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Conception et analyse	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**
Analyse de sûreté	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Questions de sûreté	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Conception	IA	SA	SA	IA	SA	SA	SA
Aptitude fonctionnelle de l'équipement	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**
Entretien	IA	IA	ES	SA	SA	IA	SA
Intégrité structurale	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA
Fiabilité	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Qualification de l'équipement	SA	SA	IA	SA	SA	SA	SA
Préparation aux situations d'urgence	**ES**	**ES**	**ES**	**SA**	**SA**	**ES**	**ES**
Protection de l'environnement	**SA**	**SA**	**SA**	**IA**	**IA**	**SA**	**SA**
Radioprotection	**SA**	**SA**	**ES**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**
Garanties	**ES**	**ES**	**ES**	**ES**	**ES**	**ES**	**ES**
Cote intégrée de la centrale	ES	ES	ES	SA	SA	SA	SA

TABLEAU 8 : TENDANCE DES TROIS DERNIÈRES ANNÉES DES COTES DE RENDEMENT ATTRIBUÉES AUX DOMAINES DE SÛRETÉ À TOUTES LES CENTRALES

Domaine de sûreté / Programme	Année	Bruce		Darlington	Pickering		Gentilly-2	Point Lepreau
		A	B		A	B		
Exploitation	2006	B	B	B	B	B	B	B
	2007	B	B	B	C	B	B	B
	2008	SA	SA	ES	SA	SA	SA	ES
Assurance du rendement	2006	B	B	B	B	B	B	B
	2007	B	B	B	C	B	B	B
	2008	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Conception et analyse	2006	B	B	B	B	B	B	B
	2007	B	B	B	B	B	B	B
	2008	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Aptitude fonctionnelle de l'équipement	2006	B	B	B	B	B	B	B
	2007	B	B	B	B	B	B	B
	2008	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Préparation aux situations d'urgence	2006	A	A	A	A	A	B	B
	2007	A	A	A	A	A	B	B
	2008	ES	ES	ES	SA	SA	ES	ES
Protection de l'environnement	2006	B	B	B	B	B	B	B
	2007	B	B	B	B	B	B	B
	2008	SA	SA	SA	IA	IA	SA	SA
Radioprotection	2006	B	B	A	B	B	B	B
	2007	B	B	A	B	B	B	B
	2008	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA
Garanties	2006	B	B	B	B	B	B	B
	2007	B	B	B	B	B	B	B
	2008	ES	ES	ES	ES	ES	ES	ES

Le tableau suivant présente la correspondance entre les anciennes et les nouvelles cotes de rendement :

Anciennes cotes	Nouvelles cotes
A Supérieur aux exigences	**ES** Entièrement satisfaisant
B Répond aux exigences	**SA** Satisfaisant
C Inférieur aux exigences	**IA** Inférieur aux attentes
D Très inférieur aux exigences	**IN** Inacceptable
E Inacceptable	

SECTION 2

OBSERVATIONS GÉNÉRALES

La présente section fait ressortir des questions et des observations d'importance s'appliquant à l'ensemble des centrales nucléaires. Elle comprend des sujets comme les questions de sûreté communes au secteur nucléaire, les nouvelles exigences de délivrance de permis, ou un événement ou une expérience de nature particulière ayant eu un impact sur un certain nombre de titulaires de permis de centrale nucléaire.

2.1 Exploitation

Aucune observation générale n'a été soulevée en 2008 relativement à ce domaine de sûreté. Voir à la section 1 les questions touchant chacune des centrales individuellement. Les tendances des indicateurs de rendement se rapportant aux programmes de ce domaine de sûreté se trouvent à la section 3.

2.2 Assurance du rendement

2.2.1 Gestion de la qualité

Aucune observation générale n'a été soulevée en 2008 relativement au programme « Gestion de la qualité ». Voir à la section 1 les questions touchant chacune des centrales individuellement.

2.2.2 Facteurs humains

Facteurs humains et conception
Au cours des trois dernières années, plusieurs inspections et examens ont révélé que, même si des processus documentés et des procédures sont disponibles, l'efficacité des efforts d'incorporation des facteurs humains dans la conception technique doit être améliorée à la plupart des centrales nucléaires. Les aspects nécessitant une amélioration comprennent la définition des exigences de même que la vérification et la validation des conceptions. Le personnel de la CCSN a fait la promotion auprès des titulaires de permis des avantages liés aux facteurs humains dans la conception technique, et il continuera de prêter une attention particulière à ce sujet en 2009 au moyen d'activités de promotion, d'inspections et d'évaluations.

Aptitude au travail
Après la publication du document d'application de la réglementation RD-204, *Accréditation des personnes qui travaillent dans des centrales nucléaires*, au début de 2008, le personnel de la CCSN a lancé un projet visant à mieux définir les exigences et l'applicabilité des programmes d'aptitude au travail. Dans le cadre de ce projet, la CCSN va recueillir des renseignements auprès d'autres organismes de réglementation canadiens œuvrant dans un domaine à risque élevé semblable et des organismes de réglementation nucléaire d'autres pays et en se référant aux programmes actuels des titulaires de permis en matière d'aptitude au travail. La CCSN continuera en 2009 de recueillir des renseignements, de consulter les parties intéressées et d'élaborer une proposition.

Culture de sûreté et gestion de la sûreté
Tout au long de l'année, le personnel de la CCSN a examiné et analysé les rapports d'événements soumis par les centrales nucléaires en 2008. L'objectif de cet exercice était de valider les résultats des rapports soumis par les titulaires de permis et des inspections effectuées par la CCSN. Les résultats de l'analyse ont été comparés à ceux des années précédentes, et les conclusions tirées ont été fournies aux titulaires de permis respectifs. Le modèle des comportements organisationnels en matière de culture de la sûreté de la CCSN a servi de cadre à cet exercice.

Le personnel de la CCSN a également analysé les méthodes élaborées et utilisées par les titulaires de permis pour autoévaluer leur culture de sûreté. Le document d'orientation de la CCSN intitulé *Autoévaluation de la culture de sûreté, guide d'application de la réglementation* a servi de critère pour cette analyse. Ce document a été distribué en 2004 à un symposium sur la culture de sûreté organisé par la CCSN. Il est important de mentionner que certains titulaires de permis ont effectué une analyse comparative de leurs résultats avec ceux obtenus par des entreprises sur la scène internationale, nucléaires et autres, ayant un rendement parmi les plus élevés. Le personnel de la CCSN juge que ceci constitue un point fort.

La CCSN reconnaît que les avantages d'une meilleure culture de sûreté ne peuvent être acquis à court terme. Cependant, le personnel de la CCSN encourage la haute direction des titulaires de permis à participer activement aux activités visant à relever ce défi.

2.2.3 Formation, examen et accréditation

Depuis l'an 2000, la CCSN s'est orientée vers un modèle d'accréditation du personnel qui repose sur l'assurance de la compétence obtenue par une plus grande surveillance réglementaire des programmes de formation et d'examen des titulaires de permis au lieu de se fier exclusivement aux examens des candidats à l'accréditation administrés par la CCSN. Cette transition est conforme à la politique[4] de la CCSN selon laquelle les titulaires de permis devraient être directement responsables de la gestion des activités réglementées.

En 2008, après une consultation auprès des centrales nucléaires et des parties intéressées et la publication du document d'application de la réglementation RD-204, *Accréditation des personnes qui travaillent dans des centrales nucléaires*, tous les titulaires de permis de centrale nucléaire ont demandé une modification de leur permis d'exploitation afin d'y inclure les nouvelles exigences du document RD-204 et de pouvoir tenir indépendamment les examens d'accréditation initiale de leur personnel de quart qui veulent obtenir leur accréditation de la CCSN.

À l'audience du tribunal de la *Commission* tenue le 11 décembre 2008, celui-ci a examiné les mémoires présentés par les titulaires de permis, le personnel de la CCSN et les intervenants. Il a conclu que les titulaires de permis étaient qualifiés pour se charger de l'activité que la modification au permis autorisera et qu'ils prendront les dispositions adéquates pour protéger l'environnement, pour préserver la santé et la sécurité des personnes, pour maintenir la sécurité nationale et pour respecter les obligations internationales du Canada.

2.3 Conception et analyse

2.3.1 Analyse de la sûreté

Protection contre les surpuissances neutroniques – méthode améliorée
Dans une centrale nucléaire, l'arrêt du réacteur est une des plus importantes fonctions de sûreté et, par conséquent, la méthode d'analyse servant à déterminer les seuils de déclenchement des systèmes d'arrêt est un élément majeur de tout dossier de sûreté de centrale nucléaire. Pour un ensemble donné de paramètres et de seuils de déclenchement, l'efficacité d'un SAU est démontrée en effectuant une analyse d'accidents qui doit tenir compte d'un large éventail de scénarios appelés *accidents de dimensionnement* et démontrer qu'un ensemble de critères d'acceptation sont respectés. Aux fins du présent rapport, le scénario d'intérêt est la perte de régulation.

Le but du système de protection contre les surpuissances neutroniques utilisant des détecteurs de flux distribués dans le cœur est de déclencher un arrêt du réacteur lorsque le flux de neutrons atteint un niveau élevé inacceptable n'importe où dans le cœur. Une telle condition peut résulter, par exemple, d'un événement à probabilité relativement élevée de perte de régulation due à une perte de contrôle de la puissance globale et/ou de la distribution des puissances locales dans le cœur. Pour de tels événements, l'assèchement de façon intermittente de gaines de combustible est le critère servant à juger de l'efficacité des systèmes d'arrêts.

À l'aide d'une nouvelle méthode, Bruce Power (en 2005) et OPG (en 2006) ont soumis de nouveaux calculs des seuils de déclenchement de la protection contre les surpuissances neutroniques. Cette nouvelle méthode tient compte des effets du vieillissement du circuit du caloporteur primaire.

Le personnel de la CCSN a effectué un examen préalable de la nouvelle méthode utilisée par Bruce Power et OPG au regard de la protection contre les surpuissances neutroniques. L'examen a été achevé en août 2007, et ses résultats ont été communiqués à OPG et Bruce Power. À la lumière des résultats de l'examen préalable et de nouveaux renseignements fournis par OPG et Bruce Power, le personnel de la CCSN a conclu qu'un examen indépendant de certains aspects de la nouvelle méthode était requis.

[4] Principes fondamentaux de réglementation de la CCSN (P-299)

Afin de faciliter l'évaluation par le personnel de la CCSN, OPG et Bruce Power ont accepté de parrainer conjointement un examen indépendant par des tiers organisé par un groupe d'experts techniques indépendants. Le principal résultat attendu de cet examen par des experts est un rapport sur les mérites et la pertinence de la méthode améliorée proposée par OPG et Bruce Power, soit une confirmation que l'approche est adéquate pour l'application envisagée en matière de sûreté ou la recommandation d'une solution de rechange.

La réunion initiale du groupe d'experts indépendants a eu lieu en septembre 2008. Des membres du personnel de la CCSN et des représentants du secteur nucléaire ont participé au dernier séminaire organisé par ce groupe tenu à Toronto les 20 et 21 avril 2009. Le groupe d'experts va examiner les commentaires reçus du personnel de la CCSN, d'OPG et de Bruce Power, et il est prévu que son rapport final sera publié avant la fin de mai 2009.

Le dernier trimestre de 2009 est l'échéance fixée pour terminer l'évaluation par le personnel de la CCSN de la nouvelle méthode concernant la protection contre les surpuissances neutroniques. Selon le résultat de l'examen effectué par le groupe d'experts indépendants, il pourrait être nécessaire de publier un rapport provisoire de l'évaluation effectuée par le personnel de la CCSN afin de tenir compte des observations de ce groupe d'experts.

Il faut noter qu'un rapport d'étape sur l'évaluation effectuée par le personnel de la CCSN de cette nouvelle méthode proposée par OPG et Bruce Power a été présenté au tribunal de la *Commission* lors de sa réunion du 19 février 2009.

Mise à jour des *rapports de sûreté*

Conformément au permis d'exploitation, le *rapport de sûreté* de chacun des sites doit être mis à jour tous les trois ans. En 2007, la CCSN a informé tous les titulaires de permis de centrale nucléaire que la section 3 du *rapport de sûreté* (Analyse d'accidents) ne respectait pas les critères de la CCSN concernant les outils valides, la cohérence et le conservatisme des méthodes d'analyse et des hypothèses connexes, le traitement et l'application des incertitudes liées aux simulations et aux mesures, et la conformité à la norme N286.7-99 de la CSA. Bien que les dossiers de sûreté ne soient pas en cause, il est nécessaire de valider les marges de sûreté actuelles et les analyses. En juin 2008, le personnel de la CCSN a rencontré des représentants du secteur nucléaire afin d'élaborer une stratégie pour régler cette question.

Validation des programmes informatiques

La validation des programmes informatiques est une des parties les plus importantes de l'examen d'une demande de permis parce c'est la seule mesure de leur capacité de prévoir la réponse des systèmes et paramètres de la centrale. Afin que le niveau de confiance envers les analyses de la sûreté effectuées soit suffisant, les titulaires de permis de centrale nucléaire au Canada ont élaboré des programmes de validation spécifiques aux programmes normalisés du secteur nucléaire, conformément aux exigences de la CCSN du DG 98G02.

Afin de faire un suivi de la mise en œuvre du processus de validation élaboré par le secteur nucléaire, le personnel de la CCSN a évalué, en 2008, le travail effectué pour valider certains des programmes informatiques les plus importants. Il a conclu que les efforts déployés et les résultats obtenus étaient adéquats. Cependant, de façon générale, les travaux en cours dans ce domaine ne répondent pas aux exigences qui permettraient de qualifier pleinement ces programmes pour qu'ils puissent effectuer des tâches conformément aux normes actuelles.

2.3.2 Questions de sûreté

Les DG sont des questions de sûreté en suspens qui sont communes à plusieurs centrales et de nature complexe. Onze DG étaient ouverts au début de 2008. L'un d'eux a été fermé en 2008 et un autre au début de 2009. Une brève description de chacun des DG ainsi que la date à laquelle il est prévu de les fermer se trouvent au tableau F.1 de l'annexe F.

En 2007, la CCSN a lancé un projet visant à réévaluer de façon systématique l'état actuel des questions de sûreté en suspens relatives à la conception et à l'analyse de la sûreté des réacteurs CANDU au Canada et de répondre de façon éclairée aux préoccupations qui subsistent possiblement

encore concernant la sûreté nucléaire. Une première liste de questions a été préparée à l'aide du document TECDOC-1554 de l'AIEA, *Questions génériques de sûreté des centrales nucléaires concernant les réacteurs à l'eau lourde pressurisée et des moyens pour les résoudre*. D'autres questions ont été identifiées au moyen de la surveillance réglementaire des réacteurs actuellement en exploitation, des résultats des évaluations effectuées en marge des projets de prolongement de la durée de vie et des examens préalables à l'autorisation des nouvelles conceptions de centrales CANDU. Les DG ont également été inclus. Une fois les questions de sûreté identifiées, l'importance de leur risque relatif a été évaluée et elles ont été classées dans une des trois grandes catégories suivantes :

Catégorie 1 : Pas un problème au Canada. De telles questions de sûreté ont déjà fait l'objet d'études.

Catégorie 2 : Cette question constitue un problème au Canada. Cependant, les titulaires de permis ont pris des mesures de contrôle appropriées pour régler cette question et maintenir les marges de sûreté.

Catégorie 3 : Cette question constitue un problème au Canada. Des mesures ont été prises pour maintenir les marges de sûreté, mais de la recherche et/ou des analyses additionnelles sont requises afin d'améliorer les connaissances au sujet de cette question, de mieux la comprendre et de confirmer que les mesures prises sont adéquates.

À l'aide d'un processus décisionnel tenant compte du risque, le personnel de la CCSN a évalué et défini les solutions aux questions de sûreté de catégorie 3 en suspens qui ont trait aux réacteurs CANDU. La CCSN a communiqué les résultats de ce travail aux centrales nucléaires et les a invité à former un groupe d'experts conjoints pour revoir ce travail et de convenir d'une liste finale des questions de sûreté et des options pour élaborer des solutions acceptables.

Un groupe de travail conjoint CCSN/secteur nucléaire a été mis sur pied au début de janvier 2008. Ce groupe de travail a tenu, en mars 2008, un atelier afin d'étudier l'application du processus décisionnel tenant compte du risque de la CCSN à deux des questions de la catégorie 3 et d'élaborer des propositions pour en venir à une entente sur les mesures de contrôle du risque que présentent les questions de sûreté en suspens qui ont trait aux centrales CANDU et sur les questions soulevées au sujet de ce processus.

À la suite à cet atelier, deux équipes ont été formées pour réviser le processus décisionnel tenant compte du risque, appliquer le processus révisé aux questions de la catégorie 3 et élaborer des mesures de contrôle du risque pour chacune d'elles.

Parallèlement à cette initiative, une équipe conjointe CCSN/secteur nucléaire a été mise sur pied afin d'étudier les questions de sûreté associées aux accidents de perte de réfrigérant primaire (APRP) dus à une grosse brèche et de définir la marche à suivre pour résoudre ces questions.

Un élément important du mandat de toutes les équipes est de s'assurer que l'équipe conjointe qui s'occupe des APRP dus à une grosse brèche a fourni toutes les données requises pour mettre à jour des définitions des questions ainsi que d'identifier et d'évaluer les mesures acceptables de contrôle du risque associé aux questions de catégorie 3 liées aux APRP dus à une grosse brèche.

Les progrès réalisés en 2008 comprennent :

- le processus décisionnel tenant compte du risque de la CCSN qui a été révisé par l'équipe assignée au processus;
- les définitions de toutes les questions de sûreté de la catégorie 3 qui ont trait aux centrales CANDU ont été révisées à l'aide d'un modèle à jour;
- la 6e version du processus décisionnel tenant compte du risque de la CCSN a été utilisée pour déterminer les niveaux de risque de toutes les questions de sûreté de la catégorie 3 qui ont trait aux centrales CANDU – il faut noter que ce travail est en cours et fait présentement l'objet d'un examen de la part de la CCSN et du secteur nucléaire et qu'il devrait être terminé au milieu de 2009;

- l'équipe conjointe CCSN/secteur nucléaire responsable des APRP dus à une grosse brèche a fourni aux équipes qui analysent les questions de sûreté en tenant compte du risque plusieurs stratégies potentielles pour régler les questions de sûreté ayant trait aux APRP dus à une grosse brèche. Ces dernières équipes évalueront le mérite relatif des différentes stratégies potentielles en fonction d'un cadre tenant compte du risque, identifieront et évalueront des mesures acceptables de contrôle du risque associé aux questions de catégorie 3 liées aux APRP dus à une grosse brèche et fourniront une évaluation et des recommandations aux cadres supérieurs du secteur nucléaire et de la CCSN.

2.3.3 Conception

Dans le domaine de la conception, deux questions touchent actuellement l'ensemble des centrales nucléaires.

Dans toutes les centrales nucléaires canadiennes en exploitation, la corrosion accélérée par l'écoulement détériore les composants des enveloppes sous pression des côtés primaire et secondaire. Les problèmes d'amincissement des parois sont réglés en remplaçant les bouts de conduite touchés. Afin de tenir compte des mécanismes de dégradation actifs et progressifs comme l'amincissement et la fissuration des parois, problèmes rencontrés à toutes les centrales nucléaires canadiennes pendant les périodes où elles sont en exploitation, le Groupe des propriétaires de CANDU a élaboré des lignes directrices en matière d'aptitude fonctionnelle des *tuyaux d'alimentation* qui portent sur la surveillance de l'amincissement de la paroi des enveloppes sous pression dû à la corrosion accélérée par l'écoulement. Le personnel de la CCSN examine actuellement ces lignes directrices.

Le but de ces lignes directrices en matière d'aptitude fonctionnelle est de définir les critères et les procédures requis pour évaluer l'aptitude fonctionnelle des *tuyaux d'alimentation* dont la paroi est amincie. Lorsque la dégradation décelée au cours des inspections en service ne répond pas aux critères d'acceptation pour de tels examens, la norme CAN/CSA-N285.4 permet qu'une évaluation de l'aptitude fonctionnelle soit effectuée afin de déterminer si elle est acceptable.

Afin de rendre plus précises les méthodes utilisées dans le cas des *tuyaux d'alimentation* pour lesquels l'amincissement est localisé, le secteur nucléaire a révisé les lignes directrices en matière d'aptitude fonctionnelle. Les titulaires de permis ont effectué des essais afin de vérifier les révisions et ont élaboré un document décrivant leurs fondements techniques. Il est prévu que la première version de ces lignes directrices, y compris les résultats des essais et les fondements techniques à l'appui, sera soumise à la CCSN pour approbation en 2009.

Une consigne de sécurité émise par le comité technique B51 de la CSA responsable des codes relatifs aux générateurs de vapeur ainsi qu'aux appareils et à la tuyauterie sous pression donne des précisions sur le raccordement de réservoirs d'air et de bouteilles de propane aux installations d'air de service. Le personnel de la CCSN a entrepris de s'assurer que toutes les petites bouteilles de propane raccordées aux systèmes d'air de service des centrales nucléaires sont éliminées progressivement. Afin de s'assurer d'être conforme au permis d'exploitation, le personnel de Darlington a mis en œuvre le processus de remplacement des réservoirs en cause.

2.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement

2.4.1 Entretien

Programmes d'entretien des titulaires de permis
Le document d'application de la réglementation S-210, *Programmes d'entretien des centrales nucléaires*, publié en juillet 2007, définit les attentes concernant les programmes d'entretien et met l'accent sur les processus de gestion. Ce document est ajouté aux conditions des permis au fur et à mesure que les permis des centrales nucléaires doivent être renouvelés. Jusqu'à maintenant, cela a été fait dans les cas des permis d'exploitation des centrales Darlington et Pickering-B.

Indicateurs de rendement en matière d'entretien

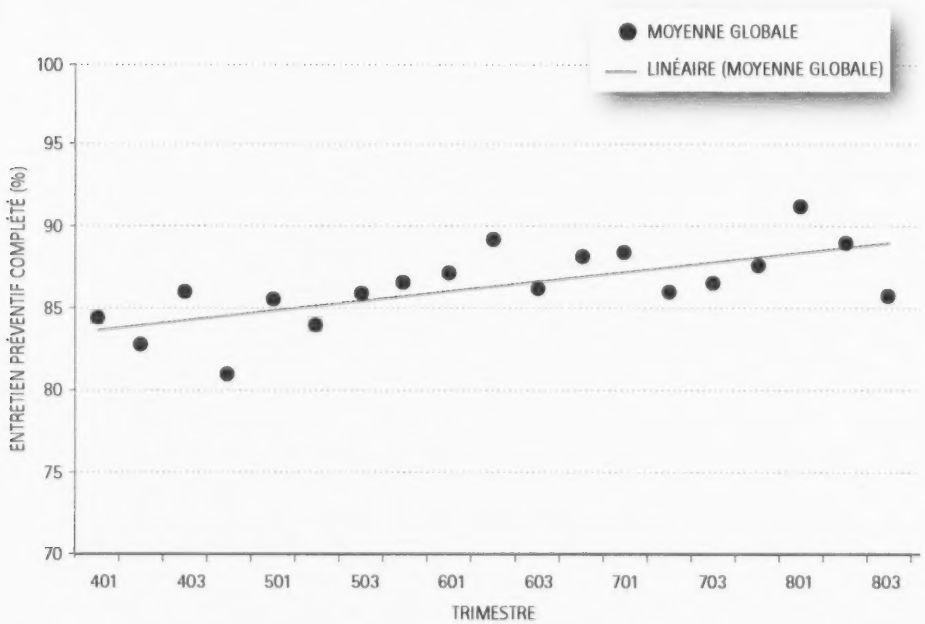
Le coefficient d'exécution de l'entretien préventif (CEEP) est un indicateur de rendement devant être rapporté à la CCSN par les titulaires de permis sur une base trimestrielle. Tel que défini dans la norme S-99, le CEEP est le nombre de travaux d'entretien préventif (EP) exécutés sur le nombre total de travaux d'entretien préventif et d'entretien correctif (EC) exécutés, ces travaux portant sur l'équipement des systèmes liés à la sûreté.

CEEP = EP/(EP+EC)

Ce coefficient indique la proportion des travaux de nature préventive par rapport à ceux de nature corrective. Les travaux d'entretien correctif sont ceux exécutés suite à une défaillance d'un équipement des systèmes liés à la sûreté.

Le CEEP est un indicateur tardif de l'efficacité du programme d'entretien préventif. Un programme optimal d'entretien préventif permettra de minimiser, mais pas d'éliminer, les travaux d'entretien correctif, augmentant ainsi le coefficient. La figure 2 montre les valeurs historiques du CEEP. Depuis le premier trimestre de 2004 (identifié par 401 dans la figure), la moyenne globale du CEEP montre une tendance générale positive. Les pratiques exemplaires du secteur nucléaire fixent à 90 % et plus l'objectif pour cet indicateur.

FIGURE 2 : MOYENNE DES CEEP DE TOUTES LES CENTRALES NUCLÉAIRES



Retard accumulé au chapitre de l'entretien

Bien que conformément à la norme S-99 il ne soit pas nécessaire d'en faire rapport comme un indicateur, le personnel de la CCSN a surveillé les retards accumulés par les titulaires de permis au chapitre de l'entretien et s'en est servi comme indicateur d'efficacité. Plus particulièrement, les données affichées en ligne sur les retards accumulés au chapitre de l'entretien facultatif et correctif sont examinées. Le retard accumulé au chapitre de l'entretien correctif comprend tous les travaux d'entretien correctif faisant l'objet d'un ordre de travail et qui sont inscrits à la colonne des travaux incomplets dans le système de gestion des travaux. Il constitue un indicateur tardif de l'efficacité de l'entretien préventif. Le retard accumulé au chapitre de l'entretien facultatif est similaire, sauf qu'il concerne l'équipement qui se détériore, mais qui peut toujours répondre aux critères de conception.

Lorsque pris ensemble, les reculs accumulés au chapitre de l'entretien correctif et facultatif donnent un bon aperçu de l'état physique de la centrale. Il y aura toujours un certain retard accumulé attribuable à l'exploitation normale et au vieillissement de l'équipement.

Le personnel de la CCSN a observé que les retards accumulés à la plupart des sites étaient plus importants que ceux établis dans les pratiques exemplaires du secteur nucléaire. Ce point a fait l'objet de discussions avec les titulaires de permis. De façon générale, les titulaires de permis ont pris des mesures pour améliorer la situation. Par exemple, davantage de centrales adoptent les lignes directrices en matière de processus de l'Association mondiale des exploitants de centrale nucléaire (WANO) et de l'Institut de recherche en énergie électrique (EPRI, institut américain), des comparaisons des meilleures pratiques, l'élaboration et le suivi d'indicateurs de rendement plus précis.

Compte tenu de la quantité de travail requise pour améliorer la situation, les progrès sont lents. Cependant, des résultats positifs ont été observés au niveau de la diminution des retards accumulés au chapitre de l'entretien correctif de la hausse du CEEP.

2.4.2 Intégrité structurale

Canaux de combustible
En janvier 2008, le personnel de la CCSN a rencontré des représentants du secteur nucléaire afin de clarifier leurs attentes concernant la surveillance de l'état physique des *tubes de force*. L'information partagée à cette réunion a confirmé qu'un certain nombre de questions propres aux titulaires de permis a contribué au problème de communication entre le personnel du secteur nucléaire et celui de la CCSN. Cependant, tous les titulaires de permis ont soulevé une inquiétude commune. Lorsque le permis d'exploitation exige que les titulaires de permis se conforment à une version spécifique d'une norme de la CSA, ceux-ci n'étaient pas certains de la démarche appropriée à suivre pour effectuer la transition d'une version de la norme à la suivante.

Compte tenu de cette rétroaction, le personnel de la CCSN a recommandé qu'à l'avenir la publication d'une nouvelle version d'une norme de la CSA déclencherait automatiquement la convocation d'une réunion de représentants des titulaires de permis, de la CCSN et de la CSA afin d'amorcer l'élaboration des plans de transition. Depuis la réunion de janvier, tous les titulaires de permis ont fait part de leur intention d'incorporer à leur permis d'exploitation la plus récente version (2005) de la norme N285.4 de la CSA. De plus, chacun des titulaires de permis fait participer le personnel de la CCSN à un processus géré afin de s'assurer qu'ils seront capables de répondre aux exigences de la norme N285.4-05 au moment de présenter leur demande à la *Commission* pour modifier leur permis.

Pour démontrer que l'aptitude fonctionnelle des *tubes de force* est maintenue, les titulaires de permis suivent les lignes directrices du secteur nucléaire. La norme N285.8-05 de la CSA donne les dernières lignes directrices en matière d'aptitude fonctionnelle. Une exigence importante de cette norme est que les titulaires de permis doivent comparer périodiquement les nouveaux résultats de la surveillance (des *tubes de force* extrait du cœur) avec les valeurs utilisées pour effectuer les évaluations de l'aptitude fonctionnelle des tubes en service.

En 2008, Bruce Power a extrait un tube de force à des fins de surveillance de l'état physique des tubes. Une analyse détaillée du tube B6G18 a révélé que toutes les mesures prises étaient conformes aux critères d'acception convenus, sauf une. Conformément au processus défini dans la norme N285.8-05 de la CSA, Bruce Power a convoqué une réunion d'experts du secteur nucléaire pour examiner les nouveaux résultats et évaluer leur impact sur les évaluations actuelles et futures de l'aptitude fonctionnelle des *tubes de force*.

Bien que le personnel de la CCSN n'ait pas encore terminé son évaluation, il a conclu de façon préliminaire que l'approche proposée par le secteur nucléaire pour tenir compte des résultats de l'analyse du tube B6G18 (c'était la première fois que le processus défini dans la norme N285.8-05 était mis en œuvre) a connu un franc succès.

Essai de pressurisation du bâtiment sous vide
En 2008, OPG et Bruce Power ont toutes deux présenté pour approbation une demande de report de l'essai de pressurisation du bâtiment sous vide à Darlington et Bruce-A respectivement. Dans leurs demandes, les titulaires de permis ont fait valoir que les résultats des essais positifs précédents

du débit de fuite du bâtiment sous vide lorsque pressurisé sont dans les limites des débits de fuite permis et que les essais du taux d'infiltration d'air effectués lorsque le réacteur est en service permettent aussi de surveiller l'étanchéité du bâtiment sous vide. De plus, les titulaires de permis ont affirmé que les résultats des essais du taux d'infiltration d'air pouvaient être extrapolés pour évaluer les résultats des essais de pressurisation.

Le personnel de la CCSN a évalué les demandes d'OPG et de Bruce Power soumises pour approbation. Dans les deux cas, il a conclu que le fondement technique n'était pas suffisant pour justifier le report des essais de pressurisation des bâtiments sous vide tel que proposé par les titulaires de permis.

Le personnel de la CCSN a reconnu que, dans la demande pour approbation d'OPG et l'information additionnelle soumise, le titulaire de permis avait tenté de justifier sa demande de report en se référant à l'option fondée sur le rendement offerte dans la nouvelle version de la norme N287.7-08 de la CSA. Cependant, le personnel de la CCSN n'a pas trouvé dans son mémoire un fondement technique et une approche commune à l'ensemble du secteur nucléaire pouvant justifier de faire appel à cette option pour rallonger l'intervalle entre les essais de pressurisation des bâtiments sous vide.

Le personnel de la CCSN a ultérieurement envoyé une lettre à OPG décrivant les attentes de la CCSN relatives à l'utilisation de l'option fondée sur le rendement offerte dans la norme N287.7-08 de la CSA pour déterminer l'intervalle entre les essais de pressurisation des bâtiments sous vide. Une lettre similaire sera envoyée à Bruce Power. Le personnel de la CCSN rencontrera les titulaires de permis sur demande pour leur fournir une rétroaction sur l'approche commune à l'ensemble du secteur nucléaire pour utiliser l'option fondée sur le rendement afin de déterminer l'intervalle entre les essais de pressurisation des bâtiments sous vide des centrales nucléaires actuelles conformément à la norme N287.7-08 de la CSA.

2.4.3 Fiabilité

Aucune observation générale n'a été formulée dans le domaine de la fiabilité en 2008. Voir à la section 1 les questions touchant chacune des centrales individuellement. Les tendances des indicateurs de rendement lié à ce programme se trouvent à la section 3.

2.4.4 Qualification de l'équipement

La QE est un important sous-programme de la qualification de l'équipement. Les titulaires de permis doivent s'assurer que tout l'équipement important pour la sûreté pourra résister lorsqu'exposé aux conditions environnementales difficiles qui peuvent prévaloir après des *accidents de dimensionnement* et remplir leur rôle en matière de sûreté.

Les programmes de QE ont été mis en œuvre en 2004 à tous les sites, sauf ceux de Darlington et Gentilly-2. Depuis, le personnel de la CCSN a décelé plusieurs faiblesses dans les activités contribuant à préserver la QE, dont des processus continus (comme le contrôle des modifications techniques), la surveillance du rendement, l'entretien, la gestion du vieillissement et le programme des mesures correctives. Cependant, aucun problème d'importance n'a été identifié.

Bien que des lacunes aient été décelées au chapitre de l'intégration de la QE dans les programmes de surveillance du rendement, l'expérience acquise et les initiatives mises de l'avant récemment par le Groupe des propriétaires de CANDU permettent une amélioration continue de la surveillance de l'état général de l'équipement servant à la QE.

Une réunion entre la CCSN et le Groupe des propriétaires de CANDU portant sur la QE a eu lieu en mai 2008 afin d'aborder des questions d'intérêt commun, en particulier la surveillance de l'état de l'équipement, des conditions environnementales et de l'état du câblage. Le personnel de la CCSN était particulièrement intéressé par la surveillance du câblage effectuée actuellement par les titulaires de permis, car il juge que leur rendement dans ce domaine est faible.

En juin 2008, le Groupe des propriétaires de CANDU responsable du volet QE a publié le document *Lignes directrices en matière de surveillance de la qualification environnementale* pour déterminer dans quelle mesure les titulaires de permis de centrale nucléaire au Canada se conforment au

critère des permis ayant trait à la surveillance de l'état de l'équipement qui stipule que les titulaires de permis doivent avoir mis en œuvre un programme de surveillance contribuant à évaluer la dégradation et les défaillances de l'équipement qualifié.

Bien qu'il y ait certains problèmes liés aux activités contribuant à la préservation de la QE, la CCSN juge que le maintien des programmes de QE des centrales procure une assurance raisonnable que, dans les limites de ce programme, les systèmes, structures et composants vont continuer de fonctionner comme prévu dans les conditions environnementales définies par les *accidents de dimensionnement*.

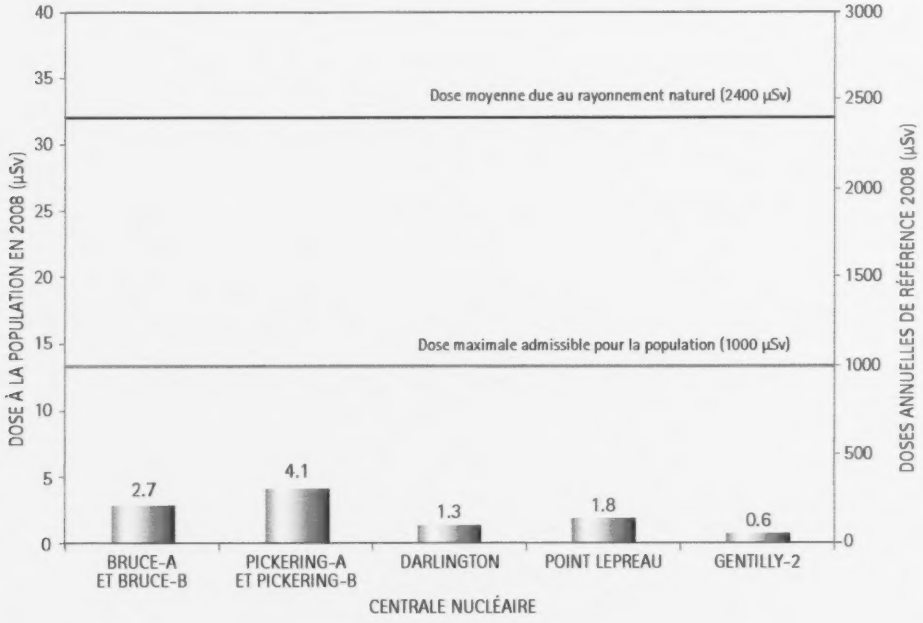
2.4 Préparation aux situations d'urgence

Aucune observation générale concernant la préparation aux situations d'urgence n'a été soulevée en 2008. Voir à la section 1 les questions touchant chacune des centrales individuellement.

2.5 Protection de l'environnement

La figure 3 montre la dose du public attribuable à chacune des centrales nucléaires au Canada en 2008. Elle montre également que ces doses sont bien inférieures à la limite de dose du public de 1 000 µSv par année.

FIGURE 3 : DOSES À LA POPULATION DUES AUX CENTRALES NUCLÉAIRES AU CANADA EN 2008



Afin de s'assurer de respecter la limite de dose du public et les limites des rejets, le permis d'exploitation limite les quantités de matière radioactive pouvant être rejetées par la centrale. Ces limites sont dérivées de la limite de dose du public (1 000 µSv par année) et sont connues sous le nom de *limites opérationnelles dérivées* (LOD).

Les titulaires de permis établissent des « seuils d'intervention » qui sont fixés à 10 % des LOD. L'atteinte d'un de ces seuils peut signifier qu'une partie du programme de protection de l'environnement du titulaire de permis n'est plus efficace et que des actions particulières doivent être prises et déclarées à la CCSN.

Les figures 4 et 5 montrent les rejets dans les effluents gazeux et liquides respectivement. Ces rejets étaient inférieurs aux LOD en 2008 et toujours bien en deçà des seuils d'intervention.

FIGURE 4 : REJETS DE RADIONUCLÉIDES DANS LES EFFLUENTS GAZEUX DES CENTRALES NUCLÉAIRES AU CANADA EN 2008

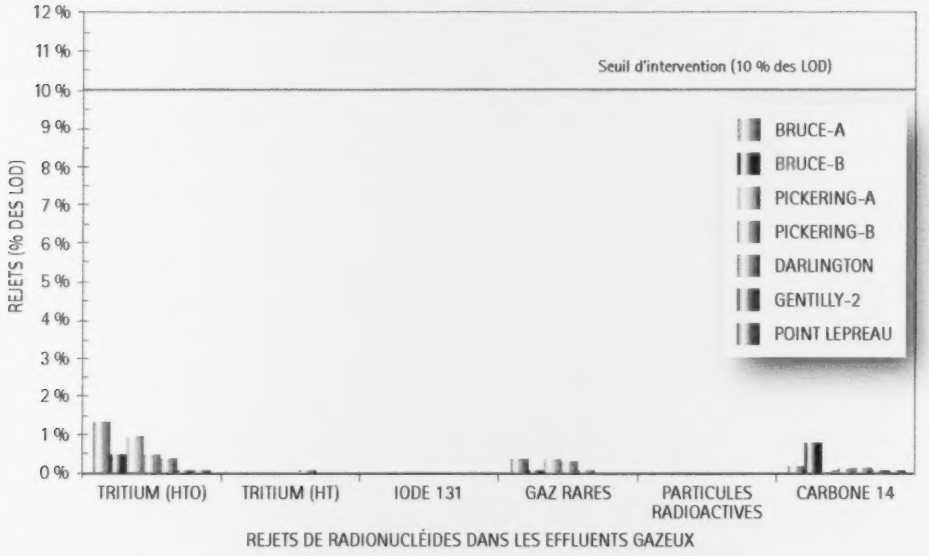
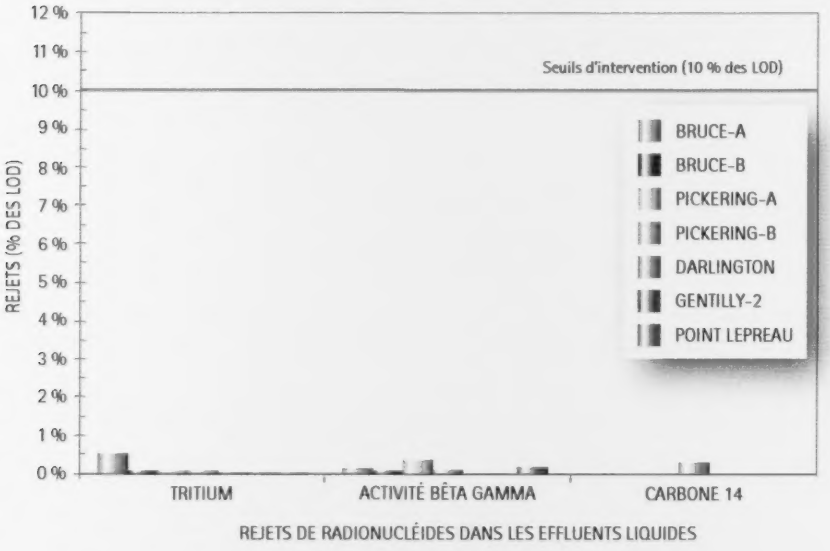


FIGURE 5 : REJETS DE RADIONUCLÉIDES DANS LES EFFLUENTS LIQUIDES DES CENTRALES NUCLÉAIRES AU CANADA EN 2008



2.7 Radioprotection

Aucune observation générique concernant la radioprotection n'a été soulevée en 2008. Voir à la section 1 les questions touchant chacune des centrales. Les tendances des indicateurs de rendement pertinents et les données relatives aux doses collectives se trouvent à la section 3 et à l'annexe G respectivement.

2.8 Garanties

Dans le cadre du mandat de la CCSN de veiller à ce que les engagements internationaux du Canada à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire soient respectés, le domaine « Garanties » est évalué chaque année par l'AIEA. Le personnel de la CCSN évalue dans quelle mesure les titulaires de permis se conforment aux conditions de leur permis ayant trait aux garanties ainsi qu'aux procédures connexes mises en place pour s'assurer que les obligations découlant de l'Accord relatif aux garanties et du Protocole additionnel entre le Canada et l'AIEA et se rapportant à chacune des installations peuvent être respectées. La conformité des titulaires de permis aux garanties comme domaine de sûreté – pour assurer la sûreté de la centrale et du public – ne constitue qu'une petite partie des garanties visées par les engagements internationaux du Canada.

Les garanties constituent un système d'inspection et d'autres activités de vérification effectuées par l'AIEA afin d'évaluer sur une base annuelle dans quelle mesure les pays se conforment à leurs obligations en vertu de l'accord sur les garanties conclu avec l'AIEA. Le Canada a conclu un accord sur les garanties avec l'AIEA en vertu de ses obligations à titre de signataire du Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires.

L'Accord relatif aux garanties entre le Canada et l'AIEA vise à assurer que l'AIEA donne au Canada et à la communauté internationale, sur une base annuelle, l'assurance que toutes les matières nucléaires déclarées sont utilisées de façon pacifique et qu'il n'existe pas de traces de matières nucléaires ou d'activités non déclarées. Une telle conclusion confirme que le Canada se conforme à ses obligations en vertu de l'accord relatif aux garanties entre le Canada et l'AIEA.

Au Canada, les titulaires de permis doivent mettre en place un programme et des procédures appropriées pour s'assurer que les garanties peuvent être mises en œuvre efficacement et d'une manière conforme aux dispositions de l'accord relatif aux garanties entre le Canada et l'AIEA pertinentes à l'installation autorisée. Ces dispositions sont décrites dans la LSRN et les conditions de permis des installations.

L'AIEA évalue annuellement dans quelle mesure le Canada s'est conformé à ses obligations internationales découlant de l'Accord relatif aux garanties entre le Canada et l'AIEA, et ce, en tenant compte des résultats des inspections et des évaluations. Chaque juin, les observations et les conclusions décrivant la situation au Canada sont présentées au Bureau des gouverneurs de l'AIEA dans un rapport intitulé *Rapport de la mise en œuvre en matière de garanties*. Le rapport de 2008 mentionne que le Canada a à nouveau obtenu la note la plus positive et la plus complète que l'AIEA puisse donner.

En 2008, le personnel de la CCSN responsable des garanties a continué de participer à une série de réunions tripartites avec l'AIEA et les titulaires de permis pour faciliter l'élaboration de nouvelles procédures de mise en œuvre des garanties pour l'AIEA. Dans le cadre de cette activité, le personnel des centrales a participé à des essais sur le terrain des inspections aléatoires à court préavis qui remplacent les inspections prévues sur une base régulière et annoncées. Les essais sur le terrain ont été réalisés avec succès et ces inspections aléatoires ont été mises en œuvre de façon formelle à toutes les centrales à la fin de 2008.

Conformément à cette nouvelle approche en matière de garanties, les inspections de l'AIEA aux centrales nucléaires seront moins fréquentes. Cependant, les préavis seront plus courts et les inspections seront renforcées par la communication d'information additionnelle plus précise et par d'autres déclarations des centrales. La nouvelle approche procure les avantages suivants aux exploitants de centrales nucléaires : une plus grande flexibilité pour effectuer des activités sans devoir les coordonner avec l'AIEA, la capacité de choisir eux-mêmes les journées pour effectuer l'inventaire physique et l'allocation de ressources réduites aux activités n'exigeant plus la présence d'inspecteurs.

En octobre 2008, le personnel de la CCSN responsable des garanties a rencontré les titulaires de permis afin de leur fournir une mise à jour sur l'approche nationale des garanties. Cette rencontre a fourni une occasion unique de discuter des réalisations récentes et de l'orientation future en matière de garanties au Canada. Le personnel de la CCSN a fait des exposés sur les faits récents en matière de garanties, les exigences relatives aux rapports sur les matières nucléaires et l'orientation future en matière de garanties au Canada. Des cadres supérieurs de la Division des garanties de l'AIEA ont participé à cette réunion.

SECTION 3

TENDANCES DES INDICATEURS DE RENDEMENT

Les indicateurs de rendement dont se sert la CCSN pour surveiller le rendement en matière de sûreté des titulaires de permis sont définis dans la norme d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires*. Ces indicateurs peuvent servir à étudier le rendement au fil du temps d'une centrale en particulier ou celui de l'ensemble du secteur nucléaire. Il est difficile de comparer les données d'une centrale à l'autre pour une même année parce que certains facteurs dont le nombre de tranches en service, la conception, la puissance des tranches, les documents directeurs de la centrale, etc., causent des variations de la valeur des indicateurs de rendement.

3.1 Nombre de transitoires imprévus

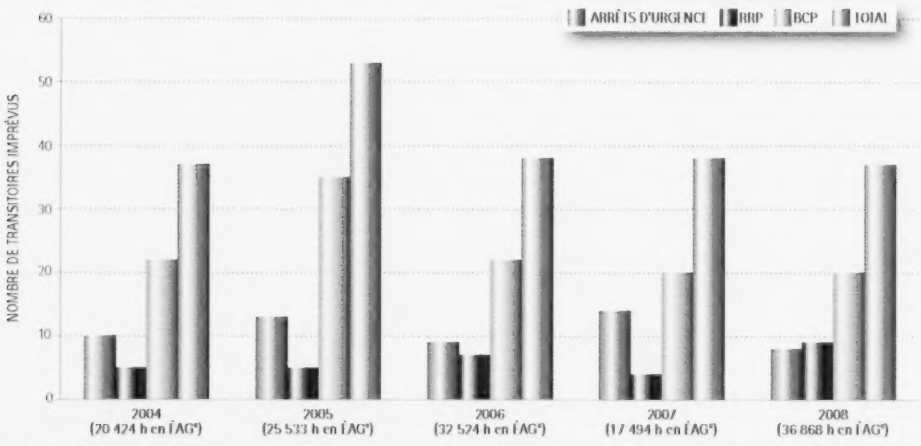
L'indicateur de rendement « *Nombre de transitoires imprévus* » indique le nombre de transitoires imprévus de la puissance du réacteur, quelle qu'en soit la cause, pendant que celui-ci n'est pas en *état d'arrêt garanti*. Cet indicateur, illustré au tableau 9 et aux figures 6 et 7, correspond au nombre de baisses de puissance manuelles ou automatiques, survenues à la suite du déclenchement d'un SAU, d'un *recul rapide de puissance* ou d'une *baisse contrôlée de puissance* (notez que la centrale Pickering-A n'est pas munie d'un système de *recul rapide de puissance*). Les baisses imprévues de puissance peuvent être un signe de problèmes de fonctionnement de la centrale et occasionner des contraintes inutiles sur les systèmes. En 2008, la plupart des transitoires imprévus étaient des *baisses contrôlées de puissance* qui présentent normalement peu de risque pour l'exploitation d'une centrale. Les transitoires imprévus les plus importants sont décrits dans les CMD intitulés « Rapports sur les faits saillants » (voir l'annexe E).

TABLEAU 9 : NOMBRE DE TRANSITOIRES IMPRÉVUS EN 2008

Centrale		Transitoires imprévus pour chaque centrale en 2008			
	Heures en état d'arrêt garanti	Arrêts d'urgence	Reculs rapides de puissance	Baisses contrôlées de puissance	Total
Bruce-A	2 234	2	2	3	7
Bruce-B	3 097	0	3	9	12
Darlington	1 546	2	1	1	4
Pickering-A	19 347	2	s.o.	2	4
Pickering-B	8 100	1	0	2	3
Gentilly-2	1 500	1	3	2	6
Point Lepreau	1 045	0	0	1	1
Total pour toutes les centrales	36 868	8	9	20	37

Les figures 6 et 7 montrent les tendances de cet indicateur de rendement pour toutes les centrales nucléaires depuis 2004. À toutes ces centrales, le nombre total de transitoires en 2008 est demeuré à un niveau comparable à celui des années précédentes. En 2008, la moyenne de l'intervalle entre des arrêts d'urgence ou des *reculs rapides de puissance*, où la tranche en question n'était pas en *état d'arrêt garanti*, était de 7 100 heures. L'objectif de rendement international étant d'un (1) arrêt d'urgence par 7 000 heures d'exploitation du réacteur, le rendement des centrales nucléaires au Canada est donc un peu supérieur aux normes internationales.

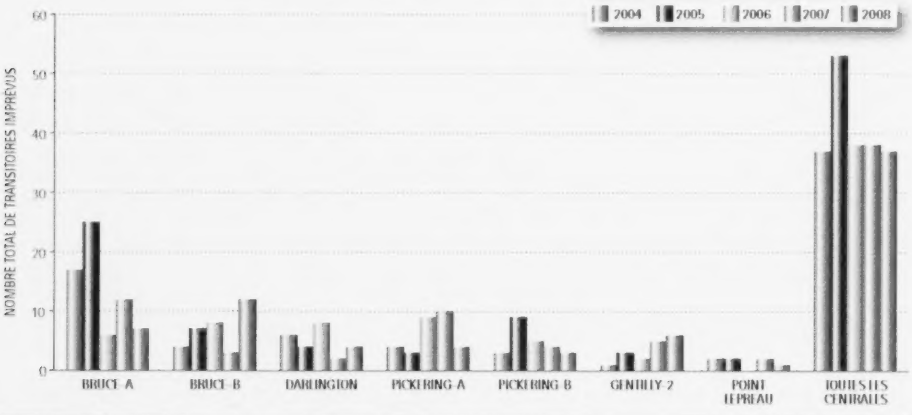
FIGURE 6 : DÉTAILS DE LA TENDANCE DU NOMBRE DE TRANSITOIRES IMPRÉVUS, POUR TOUTES LES CENTRALES



Arrêt d'urgence	10	13	9	14	8
RRP*	5	5	7	4	9
BCP*	22	35	22	20	20
Total	37	53	38	38	37

*(RRP : recul rapide de puissance, BCP : baisse contrôlée de puissance, ÉAG : état d'arrêt garanti)

FIGURE 7 : TENDANCES DU NOMBRE DE TRANSITOIRES IMPRÉVUS, PAR CENTRALE



2004	17	4	6	4	3	1	2	37
2005	25	7	4	3	9	3	2	53
2006	6	8	8	9	5	2	2	38
2007	12	3	2	10	4	5	2	38
2008	7	12	4	4	3	6	1	37

3.2 Coefficient de perte de capacité imprévue

L'indicateur de rendement « Coefficient de perte de capacité imprévue » représente le pourcentage de la production d'électricité de référence qui a été perdu pendant la période en raison de circonstances imprévues. Il sert à indiquer dans quelle mesure la gestion, l'exploitation et l'entretien d'une tranche permettent d'éviter des arrêts imprévus. Certains des arrêts imprévus sont décrits à l'annexe E.

Par comparaison avec les années précédentes, les coefficients de perte de capacité imprévue étaient plus élevés à Pickering-B et Gentilly-2.

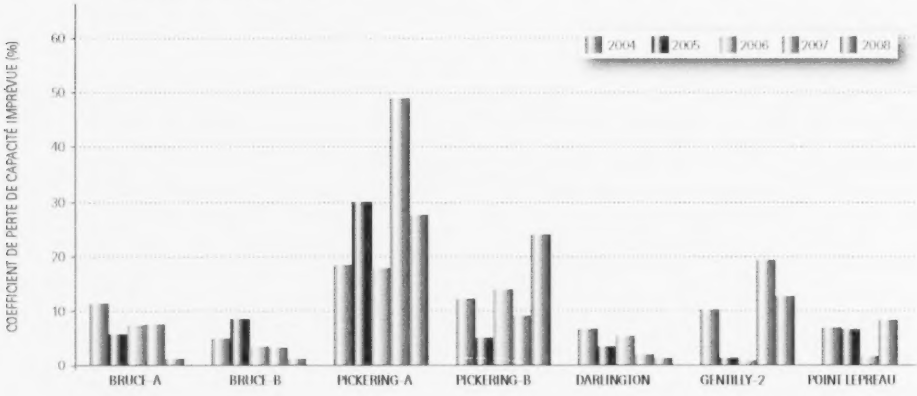
À Pickering-B, cette hausse est due principalement à l'événement lié à la présence d'oxalate de gadolinium à la tranche 7 (pour plus de renseignements, voir l'annexe E). Le réacteur a été en *état d'arrêt garanti* pendant une période de 238 jours alors qu'OPG faisait enquête et effectuait des activités de remise en service.

À Gentilly-2, un arrêt imprévu survenu à la fin de 2007, attribuable à une machine de chargement qui était coincée sur un canal de combustible, a été prolongé jusqu'à la fin de janvier 2008 après qu'on ait découvert qu'un échangeur de chaleur était endommagé. L'arrêt a été d'une durée totale de 90 jours.

TABLEAU 10 : COEFFICIENT DE PERTE DE CAPACITÉ IMPRÉVUE 2008

Centrale	Coefficient de perte de capacité imprévue (%)				
	Trimestre				Facteur annuel
	1er	2e	3e	4e	
Bruce-A	1,4	1,0	0,3	2,2	1,2
Bruce-B	2,9	1,2	0,5	0,5	1,2
Pickering-A	22,0	36,7	15,0	37,3	27,7
Pickering-B	1,8	36,1	36,3	22,4	24,1
Darlington	0,0	1,2	3,2	0,8	1,3
Gentilly-2	39,0	1,7	8,3	1,7	12,7
Point Lepreau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

FIGURE 8 : DÉTAILS DE LA TENDANCE DU COEFFICIENT DE PERTE DE CAPACITÉ IMPRÉVUE, POUR TOUTES LES CENTRALES



2004	11,4	4,9	18,5	12,2	6,7	10,2	6,9
2005	5,7	8,5	30,1	5,1	3,4	1,3	6,6
2006	7,4	3,4	17,9	14,0	5,4	0,9	1,6
2007	7,5	3,2	49,2	9,1	1,9	19,3	8,3
2008	1,2	1,2	27,7	24,1	1,3	12,7	0,0

3.3 Indice de non-conformité

L'indicateur de rendement « Indice de non-conformité » indique le nombre de cas où la centrale nucléaire n'a pas été exploitée conformément aux conditions du permis ou à la LSRN et à ses règlements d'application. Le personnel de la CCSN examine tous les cas de non-conformité et ceux-ci sont classés par catégorie comme suit :

a. nombre de non-conformités à la ligne de conduite pour l'exploitation jointe au permis
b. nombre de non-conformités aux exigences de radioprotection qui sont stipulées dans le permis
c. nombre de non-conformités à la condition du permis relative à l'effectif minimal par quart
d. autres cas de non-conformités aux conditions du permis
e. nombre de non-conformités à la LSRN et à ses règlements d'application

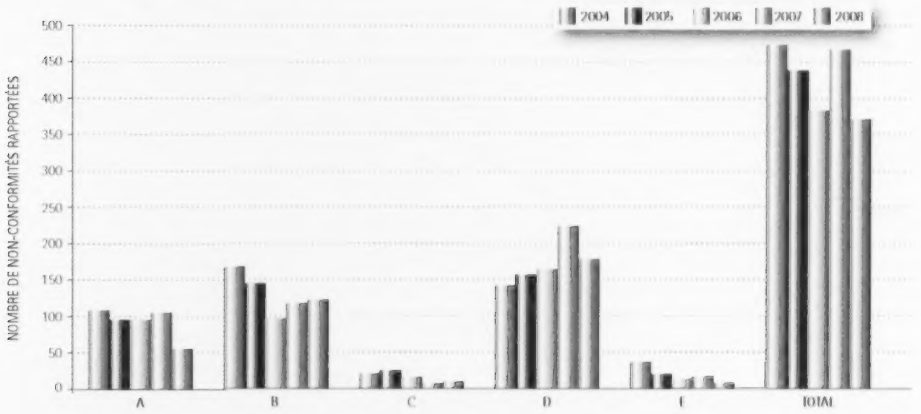
Le tableau 11 et les figures 9 et 10 illustrent les indices de non-conformité pour toutes les centrales nucléaires. La majorité des non-conformités signalées en 2008 étaient dans la catégorie « d ».

La CCSN encourage les titulaires à rendre compte des non-conformités de leur propre chef. Les différences dans le nombre de non-conformités sont relatives puisque celles-ci sont déterminées par rapport aux exigences des divers sites, y compris des politiques et des principes d'exploitation, des exigences en matière de radioprotection et de conception, des conditions du permis, et des pratiques d'exploitation différentes. Chaque non-conformité est évaluée en fonction du bien-fondé, et des mesures appropriées d'application de la réglementation sont prises au besoin.

TABLEAU 11 : INDICE DE NON-CONFORMITÉ EN 2008

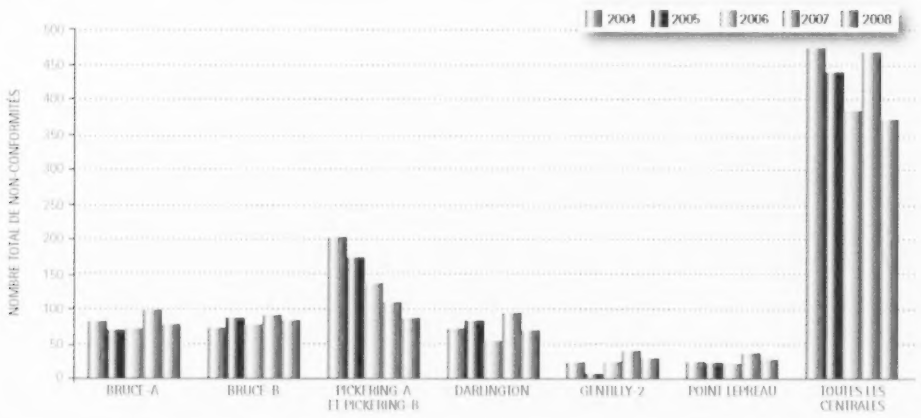
Centrale	Non-conformités par catégorie					
	a	b	c	d	d	Total
Bruce-A	2	30	0	45	0	77
Bruce-B	0	30	5	46	2	83
Pickering-A	9	20	1	15	0	45
Pickering-B	10	13	2	15	1	41
Darlington	17	27	0	24	1	69
Gentilly-2	9	2	0	17	1	29
Point Lepreau	8	0	1	16	2	27

FIGURE 9 : DÉTAILS DE LA TENDANCE DE L'INDICE DE NON-CONFORMITÉ, POUR TOUTES LES CENTRALES



2004	108	167	20	142	36	473
2005	95	144	24	156	19	438
2006	95	96	15	164	13	383
2007	105	117	6	223	16	467
2008	55	122	9	178	7	371

FIGURE 10 : TENDANCE DE L'INDICE DE NON-CONFORMITÉ, PAR CENTRALE



2004	81	72	202	71	23	24	473
2005	69	86	173	82	6	22	438
2006	71	77	136	54	24	21	383
2007	98	90	109	94	40	36	467
2008	77	83	86	69	29	27	371

3.4 Taux de gravité des accidents

L'indicateur de rendement « Taux de gravité des accidents » reflète le nombre total de jours perdus à un site en raison de blessures par 200 000 heures-personnes de travail. On se sert de cet indicateur de rendement pour vérifier dans quelle mesure les titulaires de permis respectent les normes du secteur nucléaire dans le domaine de la sécurité des travailleurs. La prudence est de mise lorsqu'il s'agit de comparer les titulaires de permis en raison des différences entre les organisations pour ce qui est de la définition des accidents industriels, de l'autorité responsable de la sécurité des travailleurs et des interprétations relatives au temps perdu à cause de problèmes de santé chroniques.

Les taux de gravité des accidents des titulaires de permis ont baissé en 2008 comparativement aux années précédentes, sauf à Point Lepreau. Comme mentionné à la section 1.6.1.3, deux blessures entraînant une perte de temps ont été rapportées à Point Lepreau. Les deux étaient attribuables à des chutes après avoir trébuché et ont occasionné des arrêts de travail prolongés.

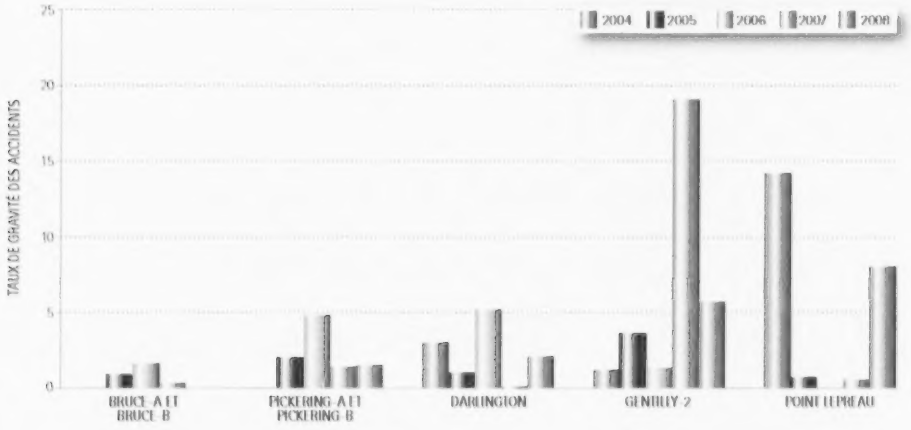
TABLEAU 12 : TAUX DE GRAVITÉ DES ACCIDENTS EN 2008

Site	Jours perdus	Heures-personnes de travail	Taux de gravité des accidents
Bruce-A et Bruce-B	0	7 246 402	0,00
Pickering-A et Pickering-B	58	7 808 986	1,49
Darlington	54	5 162 981	2,09
Gentilly-2	39	1 372 035	5,68
Point Lepreau	153	3 818 213	8,01
Toutes les centrales	304	25 408 617	2,39

TABLEAU 13 : DÉTAILS DE LA TENDANCE DU TAUX DE GRAVITÉ DES ACCIDENTS, POUR TOUTES LES CENTRALES

Année	Jours perdus	Heures-personnes de travail	Taux de gravité des accidents
2004	145	16 447 399	1,76
2005	170	22 698 360	1,50
2006	384	22 926 178	3,35
2007	199	23 171 184	1,72
2008	304	25 408 617	2,39

FIGURE 11 : TENDANCE DU TAUX DE GRAVITÉ DES ACCIDENTS, PAR CENTRALE



2004	0	0	3	1,2	14,2
2005	0,9	2	1	3,6	0,7
2006	1,6	4,8	5,2	1,3	0
2007	0,3	1,4	0,1	19,1	0,6
2008	0	1,5	2,1	5,7	8,0

3.5 Nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression

L'indicateur de rendement « Nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression » indique le nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression survenus aux centrales nucléaires et permet de surveiller le respect des codes et des normes du secteur nucléaire. Les dégradations se définissent comme des cas où les limites précisées par les critères de conception ou d'inspection pertinents sont dépassées. La « catégorie » dont il est question est le code de classification des systèmes nucléaires. Les données des centrales nucléaires sur cet indicateur de rendement se trouvent au tableau 14 et aux figures 12 et 13.

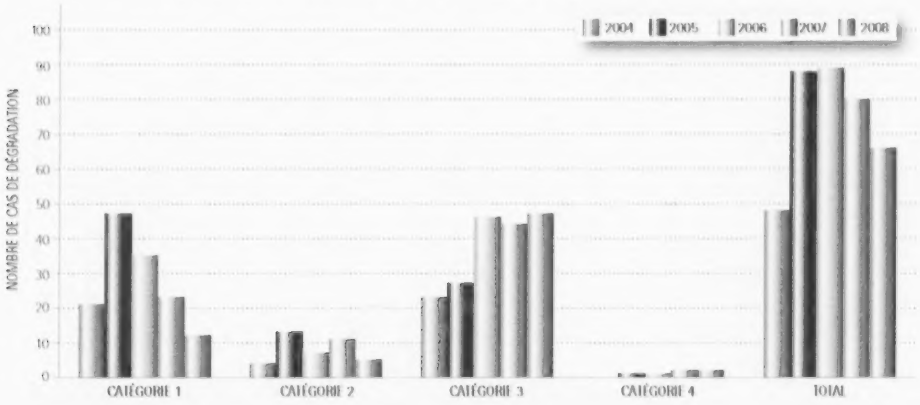
En 2008, le nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression sur les systèmes nucléaires des centrales était du même ordre, ou plus petit, que celui des années précédentes.

TABLEAU 14 : DÉGRADATION DES ENVELOPPES SOUS PRESSION EN 2008

Centrale	Nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression par catégorie				
	Catégorie 1	Catégorie 2	Catégorie 3	Catégorie 4	Total
Bruce-A	5	0	7	0	12
Bruce-B	1	2	18	0	21
Darlington	0	1	13	0	14
Pickering-A*	1	1	4	2	8
Pickering-B	1	0	5	0	6
Gentilly-2	0	0	0	0	0
Point Lepreau	4	1	0	0	5

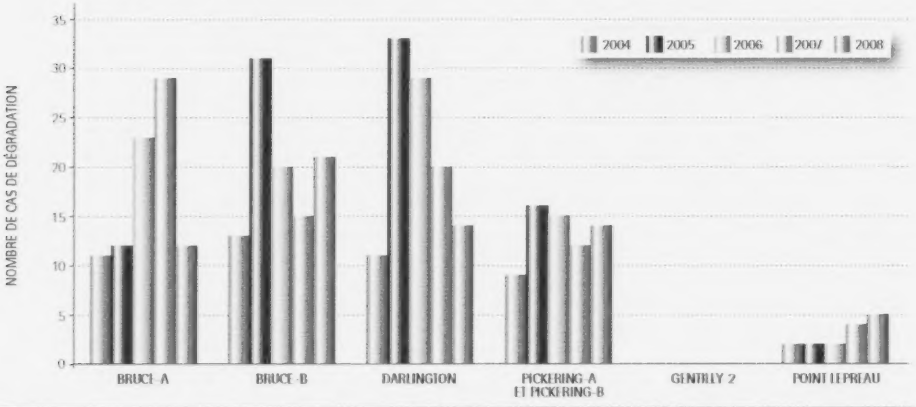
** Attribuable à des problèmes hérités relatifs à l'enregistrement des enveloppes sous pression à Pickering-A, il n'est pas requis de rapporter certains points.*

FIGURE 12 : DÉTAILS DE LA TENDANCE DU NOMBRE DE CAS DE DÉGRADATION DES ENVELOPPES SOUS PRESSION, POUR TOUTES LES CENTRALES



2004	21	4	23	0	48
2005	47	13	27	1	88
2006	35	7	46	1	89
2007	23	11	44	2	80
2008	12	5	47	2	66

FIGURE 13 : TENDANCES DU NOMBRE DE CAS DE DÉGRADATION DES ENVELOPPES SOUS PRESSION, PAR CENTRALE



2004	11	13	11	9	0	2
2005	12	31	33	16	0	2
2006	23	20	29	15	0	2
2007	29	15	20	12	0	4
2008	12	21	14	14	0	5

3.6 Nombre d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté

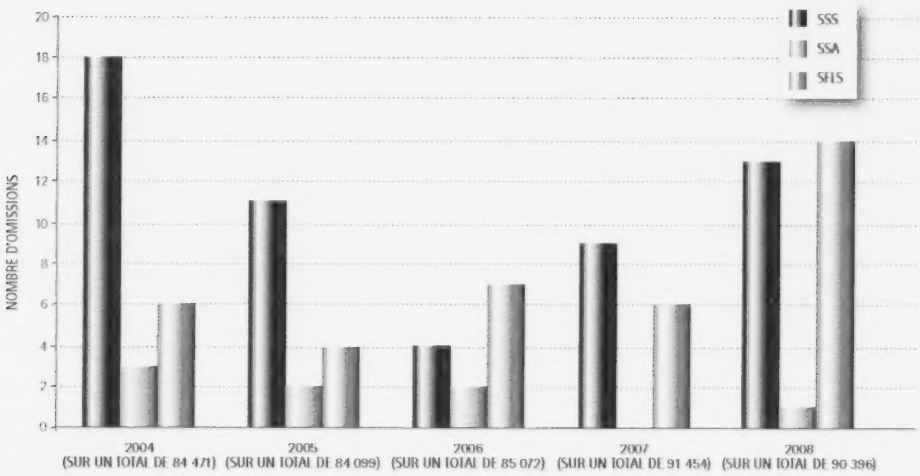
L'indicateur de rendement « Nombre d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté » indique si les essais prescrits par des conditions de permis ont été réussis, y compris ceux mentionnés dans les documents présentés à l'appui d'une demande de permis. Cet indicateur de rendement représente la capacité des titulaires de permis à mener à bon terme tous les essais réguliers auxquels les systèmes de sûreté doivent être soumis. Les données pertinentes à cet indicateur de rendement se trouvent au tableau 15 et aux figures 14 et 15.

En 2008, environ 90 000 essais réguliers ont été effectués aux centrales nucléaires. Le nombre total d'essais omis était légèrement plus élevé en 2008 que les années précédentes. Cependant, le nombre total d'essais de *systèmes spéciaux de sûreté* omis est demeuré très petit comparativement aux dizaines de milliers d'essais effectués chaque année et indique de façon générale que le personnel des centrales nucléaires est déterminé à effectuer régulièrement des essais sur les systèmes de sûreté.

TABLEAU 15 : NOMBRE D'OMISSIONS D'ESSAIS PRESCRITS SUR LES SYSTÈMES DE SÛRETÉ EN 2008

Centrale	Nombre total d'essais	Omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté			
		Systèmes spéciaux de sûreté	Systèmes de sûreté en attente	Systèmes fonctionnels liés à la sûreté	Total
Bruce-A	20 154	7	0	1	8
Bruce-B	30 384	2	0	1	3
Darlington	10 800	1	0	5	6
Pickering-A	12 158	1	0	0	1
Pickering-B	10 986	1	0	0	1
Gentilly-2	4 537	0	1	7	8
Point Lepreau	1 377	1	0	0	1
Total pour toutes les centrales	90 396	13	1	14	28

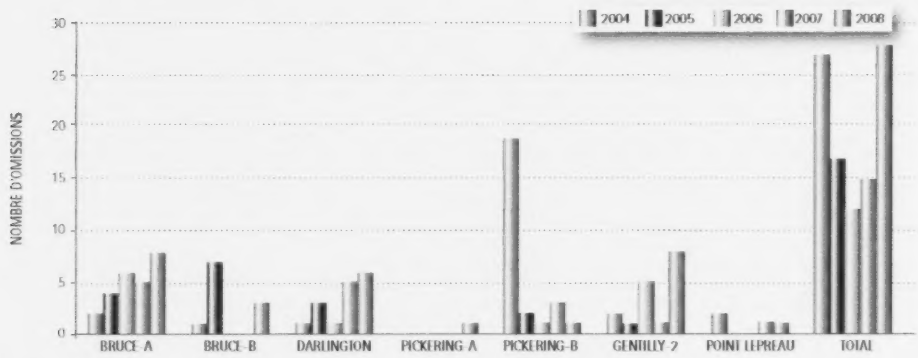
FIGURE 14 : DÉTAILS DE LA TENDANCE DES OMISSIONS D'ESSAIS PRESCRITS SUR LES SYSTÈMES DE SÛRETÉ, POUR TOUTES LES CENTRALES



SSS*	18	11	4	9	13
SSA*	3	2	2	0	1
SFLS*	6	4	7	6	14

*(SSS : système spécial de sûreté, SSA : système de sûreté en attente, SFLS : système fonctionnel lié à la sûreté)

FIGURE 15 : TENDANCE DES OMISSIONS D'ESSAIS PRESCRITS SUR LES SYSTÈMES DE SÛRETÉ, PAR CENTRALE



2004	2	1	1	0	19	2	2	27
2005	4	7	3	0	2	1	0	17
2006	6	0	1	0	1	5	0	12
2007	5	0	5	0	3	1	1	15
2008	8	3	6	0	1	8	1	28

3.7 Indice d'événements liés au rayonnement

L'indicateur de rendement « Indice d'événements liés au rayonnement » indique le nombre d'événements liés au rayonnement qui sont survenus à la centrale nucléaire et leur gravité pondérée. Il permet aussi de s'assurer que le rendement répond aux attentes de la CCSN en matière de radioprotection des travailleurs. L'indice et ses composants se définissent et se calculent comme suit :

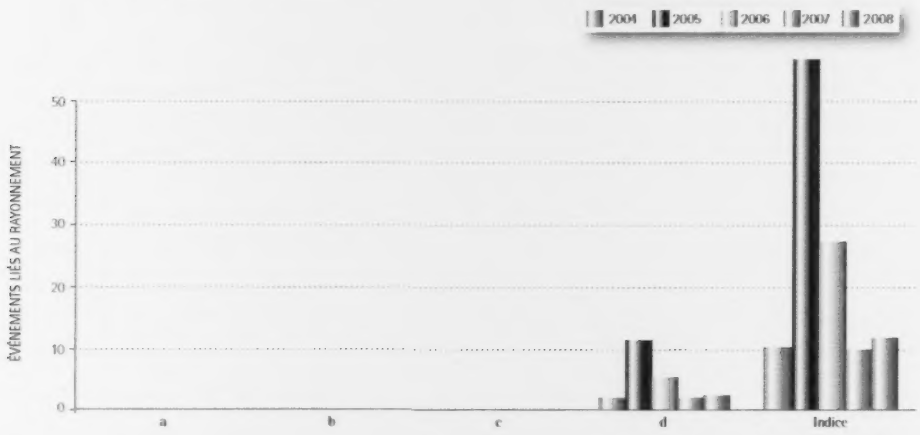
a	=	nombre d'événements où, après des tentatives de décontamination, la contamination corporelle fixe dépasse 50 kBq/m^2
b	=	nombre d'événements où une dose aiguë et imprévue au corps entier (résultant d'une exposition externe) dépasse 5 mSv
c	=	nombre d'événements où une incorporation de matières radioactives a entraîné une dose efficace dépassant 2 mSv (normalisée à 2 mSv)
d	=	nombre d'événements où une dose aiguë ou engagée dépasse une des limites spécifiées
Indice d'événements liés au rayonnement = a + 5b + 5c + 50d		

Le coefficient de pondération de chaque composant de la formule indique l'importance relative en matière de sûreté des divers types d'événements. Le tableau 16 et les figures 16 et 17 montrent l'indice des événements liés au rayonnement pour l'ensemble du secteur nucléaire. En 2008, aucune dose n'a dépassé les limites spécifiées (voir la valeur « d » au tableau 16). Aucun événement n'a eu lieu à Bruce-A, Darlington, Pickering-A, Gentilly-2 et Point Lepreau. Deux événements de type « c » ont eu lieu, un à Bruce-B et l'autre à Pickering-B. Globalement, la moyenne de cet indice pour l'ensemble des centrales nucléaires est demeurée basse comparativement aux années précédentes.

TABLEAU 16 : INDICE DES ÉVÉNEMENTS LIÉS AU RAYONNEMENT EN 2008

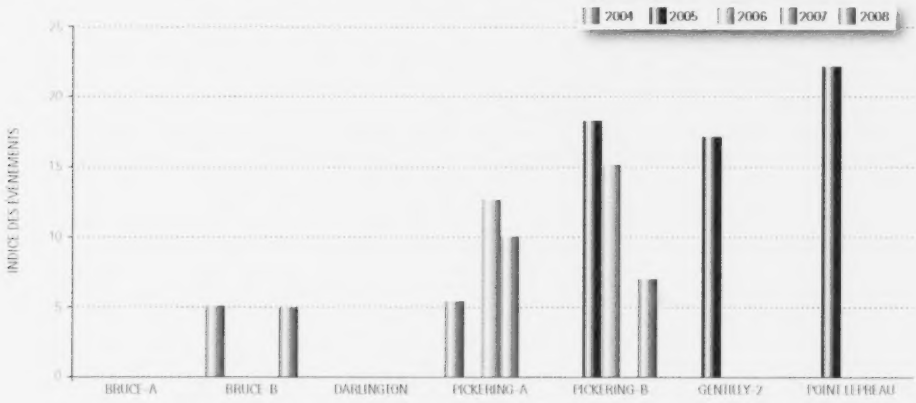
Centrale	Événements liés au rayonnement				
	a	b	c	d	Indice
Bruce-A	0	0	0	0	0
Bruce-B	0	0	1	0	5
Darlington	0	0	0	0	0
Pickering-A	0	0	0	0	0
Pickering-B	0	0	1	0	7
Gentilly-2	0	0	0	0	0
Point Lepreau	0	0	0	0	0

FIGURE 16 : DÉTAILS DE LA TENDANCE DE L'INDICE DES ÉVÉNEMENTS LIÉS AU RAYONNEMENT, POUR TOUTES LES CENTRALES



2004	0	0	2,1	0	10,4
2005	0	0	11,4	0	56,8
2006	0	0	5,5	0	27,6
2007	0	0	2	0	10
2008	0	0	2	0	12,0

FIGURE 17 : TENDANCE DE L'INDICE DES ÉVÉNEMENTS LIÉS AU RAYONNEMENT, PAR CENTRALE



2004	0	5	0	5,4	0	0	0
2005	0	0	0	0	18	17,1	21,8
2006	0	0	0	12,6	15	0	0
2007	0	0	0	10	0	0	0
2008	0	5	0	0	7	0	0

SECTION 4

SOMMAIRE ET CONCLUSIONS

Le personnel de la CCSN conclut que les centrales nucléaires au Canada ont été exploitées de manière sûre en 2008. Aucune *défaillance grave de système fonctionnel* n'a eu lieu aux centrales, aucun travailleur d'une centrale nucléaire ou membre du public n'a reçu de dose de rayonnement dépassant les limites réglementaires, tous les rejets des centrales dans l'environnement ont été inférieurs aux limites réglementaires, et tous les titulaires de permis se sont conformés aux conditions de leur permis ayant trait aux obligations internationales du Canada.

En plus d'activités de surveillance et de suivi ainsi que des examens et des évaluations, le personnel de la CCSN a effectué 16 *inspections de type I* et 312 *inspections de type II* en 2008. Suivant une approche qui tient compte du risque, l'importance relative en matière de sûreté des différentes observations soulevées au cours de ces activités ont été évaluées et intégrées de façon à établir des cotes de rendement pour les différents domaines de sûreté et programmes ainsi que pour les centrales. En 2008, aucune des cotes de rendement attribuées aux domaines de sûreté et aux programmes n'a été plus basse que « Inférieur aux attentes » et aucune de celles attribuées aux centrales n'a été plus basse que « Satisfaisant ».

Par conséquent, le personnel de la CCSN a conclu que les titulaires de permis, par la mise en œuvre de leurs programmes, avaient pris des mesures adéquates pour préserver la santé et la sécurité des personnes, protéger l'environnement, maintenir la sécurité nationale et respecter les obligations internationales du Canada à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire.

ANNEXE A

DÉFINITIONS DES DOMAINES DE SÛRETÉ ET DES PROGRAMMES

1. EXPLOITATION

L'exploitation concerne la conduite des opérations de même que la gestion globale de l'organisation et de la centrale. Elle constitue un domaine de sûreté de portée générale et tient compte des observations faites concernant tous les domaines de sûreté qui ont une incidence sur le rendement global de la centrale.

Objectif de rendement
L'exploitation sûre et sécuritaire de l'installation à des fins pacifiques seulement et un public ayant confiance en la capacité de l'exploitant à atteindre ce résultat.

1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

La gestion de l'organisation et de la centrale concerne l'examen général de la gestion de l'exploitation de la centrale. Elle englobe des éléments d'examen de haut niveau et des renseignements provenant de programmes individuels ayant une incidence sur le rendement global, ainsi que des sujets qui relèvent directement de la direction de la centrale. Les indicateurs comprennent, entre autres, des éléments de preuves pour attester que la gestion de la configuration, l'autoévaluation de la gestion et le programme des mesures correctives sont adéquats, que les rapports sont promptement soumis à la CCSN, que les risques sont analysés en profondeur et que le nombre de défaillances de systèmes fonctionnels et de transitoires imprévus est réduit au minimum.

Objectif de rendement
Une organisation compétente et une gestion des programmes de sûreté qui prête l'attention voulue à la préservation de la santé et de la sécurité des personnes, au maintien de la sécurité nationale, à la protection de l'environnement et au respect des obligations internationales.

1.2 Conduite des opérations

Le programme « Conduite des opérations » concerne le rendement du personnel chargé de la conduite des opérations. Il englobe les activités effectuées par les opérateurs pour démontrer que l'exploitation des systèmes de la centrale est sûre et qu'ils sont conscients de la philosophie d'exploitation se résumant à « refroidir, contrôler et confiner ».

Ce programme comprend les programmes des titulaires de permis relatifs aux inspections opérationnelles, au respect des procédures, aux communications, aux autorisations, au contrôle des modifications et à la gestion des arrêts. Pour vérifier ces programmes, le personnel de la CCSN procède à des examens de documents ainsi qu'à des inspections en chantier des systèmes et des pratiques d'exploitation. Le personnel de la CCSN exerce également une surveillance au cours des arrêts pour fins d'entretien afin de s'assurer de l'application des principes régissant la sûreté des réacteurs et que les programmes des titulaires de permis comme l'entretien, la radioprotection et le contrôle des doses de rayonnement sont gérés efficacement.

Objectif de rendement
Une conduite des opérations sûre et sécuritaire et qui prête une attention appropriée à la préservation de la santé et de la sécurité des personnes, au maintien de la sécurité nationale, à la protection de l'environnement et au respect des obligations internationales.

1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

Conformément à la législation fédérale en la matière et, dans la plupart des cas, à la législation provinciale, les employeurs et les employés sont tenus de mettre en œuvre un programme « Santé et sécurité au travail » pour s'assurer que les risques pour la santé et la sécurité des travailleurs que présentent les dangers classiques (non radiologiques) sont réduits au minimum en milieu de travail. Les indicateurs de rendement comprennent le nombre de blessures entraînant une perte de temps et le taux de gravité des accidents.

Objectif de rendement
Des pratiques et des conditions en matière de santé et la sécurité au travail qui atteignent un haut niveau de sécurité personnelle.

2. ASSURANCE DU RENDEMENT

L'assurance du rendement procure une assurance d'un rendement sûr des installations par une amélioration continue et la mise en œuvre des politiques, programmes, normes et procédures requis pour en faire la gestion.

Les programmes « Gestion de la qualité », « Facteurs humains » et « Formation, examen et accréditation » sont de portée générale. Autrement dit, le rendement au chapitre de ces programmes influence le rendement d'autres programmes ainsi que l'efficacité de la gestion globale de l'exploitation d'une centrale.

Objectif de rendement
Une exploitation sûre des installations nucléaires, de façon continue et uniforme, par la mise en œuvre d'un ensemble de programmes, politiques, normes et procédures.

2.1 Gestion de la qualité

Le programme « Gestion de la qualité » regroupe les activités coordonnées pour orienter et contrôler une organisation à l'égard du rendement sûr d'une installation nucléaire.

Ce programme est axé sur l'obtention de résultats permettant d'atteindre les objectifs en matière de qualité définis par la CCSN. Un programme de gestion de la qualité en matière d'exploitation exige que l'ensemble des processus nécessaires pour assurer un rendement sûr de la centrale soit intégré et documenté dans des manuels, politiques, normes et procédures et mis en œuvre.

Objectif de rendement
Une supervision adéquate de la part de la direction du contrôle et de la mise en œuvre des activités définies dans l'ensemble de documents décrivant les processus.

2.2 Facteurs humains

Les programmes se rapportant aux facteurs humains ont pour objectif de réduire le risque d'erreur humaine en tenant suffisamment compte des facteurs pouvant influencer le rendement humain.

Les facteurs humains que le personnel de la CCSN examine actuellement pour s'assurer que les titulaires de permis répondent aux attentes réglementaires sont :

- les facteurs humains dans la conception;
- l'analyse de la fiabilité humaine;
- l'organisation du travail et la conception des tâches (p. ex. les niveaux de dotation, les heures de travail);
- les procédures;
- le rendement humain;
- la mesure du rendement;

- l'amélioration du rendement;
- la gestion et l'organisation.

Objectif de rendement
Une probabilité plus faible d'erreurs humaines en tenant compte de manière efficace des facteurs pouvant influencer le rendement humain.

2.3 Formation, examen et accréditation

Les programmes en matière de formation, d'examen et d'accréditation ont pour but de s'assurer qu'il existe un nombre suffisant de personnes qualifiées pour mener les activités autorisées. Ces programmes doivent permettre au personnel du titulaire de permis dans toutes les catégories d'emploi pertinentes de posséder les connaissances et les habiletés voulues pour accomplir de façon sûre les tâches requises. Les cotes pour le programme « Formation, examen et accréditation » reposent sur l'examen des programmes de formation, effectué à l'aide de critères fondés sur la méthodologie appelée *approche systématique à la formation*, et non sur les résultats obtenus par les candidats aux examens d'accréditation. Cependant, l'accréditation satisfaisante et continue de travailleurs est requise à toutes les centrales.

Objectif de rendement
Un nombre suffisant d'employés qualifiés pour effectuer les activités faisant l'objet du permis d'exploitation.

3. CONCEPTION ET ANALYSE

Le domaine de sûreté « Conception et analyse » concerne les activités en cours pour confirmer que les systèmes d'une centrale nucléaire répondent de façon continue aux exigences de conception, en tenant compte de l'information découlant de l'expérience d'exploitation, de l'analyse de sûreté et des réponses apportées aux questions de sûreté. En conséquence, ce domaine de sûreté comprend les programmes « Analyse de sûreté », « Questions de sûreté » et « Conception ».

Le personnel de la CCSN évalue les documents ayant trait aux systèmes de la centrale et à l'évaluation faite de leur rendement en période normale d'exploitation et lors de perturbations. Le personnel de la CCSN ouvre un *point à régler* à l'endroit du titulaire de permis si le rendement d'un système ne répond pas aux attentes ou si un nouveau mécanisme de défaillance ou de dégradation est détecté. Le titulaire de permis doit alors prendre des mesures correctives provisoires pour s'assurer de l'exploitation sûre du réacteur. Le personnel de la CCSN assure ensuite le suivi du *point à régler*, jusqu'à ce qu'il ait été réglé de manière satisfaisante et définitive.

Objectif de rendement
Une exploitation sûre des installations nucléaires de façon continue par l'identification et la résolution des problèmes de sûreté ayant trait à la conception et l'analyse.

3.1 Analyse de sûreté

L'analyse de la sûreté concerne la confirmation que la probabilité et les conséquences d'une gamme d'événements sont acceptables. Elle comprend aussi un examen intégré du bien-fondé de la conception de la centrale sur le plan de la sûreté. Les résultats de l'analyse servent à définir des limites opérationnelles sûres.

Les titulaires de permis d'exploitation d'une centrale effectuent régulièrement des analyses de sûreté pour confirmer que les modifications à la conception de la centrale font que les conséquences potentielles d'*accidents de dimensionnement* se conforment toujours aux exigences de la CCSN. De plus, des études probabilistes de sûreté sont effectuées afin d'identifier et mieux contrôler tous les facteurs importants ayant une incidence sur le risque au public. Le personnel de la CCSN examine les analyses de la sûreté principalement pour confirmer qu'elles reposent sur des hypothèses prudentes, que, conformément aux permis d'exploitation de centrale, elles se fondent sur des modèles et des outils d'analyse validés, qu'elles ont une portée appropriée et qu'elles produisent des résultats acceptables.

Objectif de rendement
Une preuve que les conséquences des accidents de dimensionnement sont acceptables; des systèmes de protection capables d'effectuer adéquatement le contrôle de la puissance, le refroidissement du combustible et le confinement de la radioactivité émanant du combustible; et la capacité de contrôler adéquatement les facteurs qui, selon l'étude probabiliste de sûreté, contribuent au risque.

3.2 Questions de sûreté

Le programme « Questions de sûreté » concerne l'identification et la résolution de préoccupations en matière de sûreté découlant de l'expérience d'exploitation, d'analyses, de travaux de recherche et de l'intégration de nouvelles connaissances ou exigences. Une préoccupation touchant la sûreté qui ne peut être réglée en se référant aux connaissances actuelles est appelée question de sûreté en suspens.

Les questions de sûreté en suspens qui sont communes à plusieurs centrales et de nature complexe ont été désignées comme étant des dossiers génériques (DG). Les DG décrivent des sujets pour lesquels il existe des incertitudes quant aux connaissances servant de fondement à l'évaluation de sûreté ou pour lesquels des décisions de l'agence de réglementation doivent être confirmées. D'autres travaux ou de la recherche expérimentale sont requis pour déterminer avec plus d'exactitude l'effet global sur la sûreté des installations. Néanmoins, le personnel de la CCSN permet que l'exploitation de la centrale se poursuive parce que les DG concernent des cas où des marges de sûreté existent toujours. Les questions dont l'importance pour la sûreté est confirmée et immédiate sont examinées en priorité par des processus autres que celui des DG.

Objectif de rendement
Identification et résolution rapides des questions de sûreté découlant de l'expérience d'exploitation, d'analyses, de travaux de recherche et de l'intégration de nouvelles connaissances ou exigences.

3.3 Conception

La conception concerne les activités des titulaires de permis servant à confirmer que la conception des systèmes et de l'équipement répond de façon continue aux exigences réglementaires, compte tenu des modifications résultant de nouvelles informations, de l'expérience d'exploitation, des analyses de sûreté, des solutions apportées aux questions de sûreté et des mesures prises pour régler des lacunes.

Le personnel de la CCSN examine la conception des centrales pour s'assurer que les titulaires de permis tiennent à jour une description documentée et exacte des systèmes et de l'équipement, et que les modifications techniques qu'ils proposent ou effectuent répondent aux exigences réglementaires. Il examine également les programmes de modification de la conception et d'amélioration de la sûreté.

Objectif de rendement
Des spécifications de la centrale à jour et conformes aux exigences réglementaires pertinentes.

4. APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT

L'aptitude fonctionnelle de l'équipement englobe les programmes qui ont une incidence sur l'état physique des systèmes, des structures et des composants de la centrale.

Ce domaine de sûreté comprend les programmes « Entretien », « Intégrité structurale », « Fiabilité » et « Qualification de l'équipement ». Pour s'assurer que les systèmes, structures et composants qui sont importants pour la sûreté dans les centrales nucléaires sont efficaces et le demeurent au fil du temps, les titulaires de permis doivent établir des programmes adéquats de QE et intégrer les résultats des programmes d'inspection et de fiabilité dans leurs activités d'entretien.

Objectif de rendement
Une exploitation sûre des installations nucléaires de façon continue par l'identification et la résolution des problèmes de sûreté ayant trait aux systèmes, structures et composants.

4.1 Entretien

Les titulaires de permis doivent maintenir leurs SSC dans un état qui est conforme aux exigences de conception actuelles et aux résultats des analyses.

Les titulaires de permis doivent mettre en œuvre un programme d'entretien comprenant une organisation, des outils et des procédures acceptables. Ils doivent également démontrer que d'autres programmes connexes concernant la fiabilité, la QE, la formation, la surveillance technique, l'approvisionnement et la planification soutiennent efficacement le programme « Entretien ».

Objectif de rendement
Des systèmes, structures et composants dont le rendement peut avoir une incidence sur l'exploitation sûre et la sécurité demeurent disponibles, fiables et efficaces, conformément aux documents de conception et d'analyse.

4.2 Intégrité structurale

L'intégrité structurale concerne les inspections périodiques visant à confirmer que les équipements majeurs demeurent en bon état.

Le personnel de la CCSN exige que les titulaires de permis élaborent des stratégies pour gérer les problèmes d'intégrité structurale, y compris pour surveiller, évaluer et atténuer les problèmes et pour remplacer les composants dégradés, le cas échéant. Les titulaires de permis effectuent des inspections périodiques pour confirmer que demeurent en bon état les équipements majeurs du circuit caloporteur primaire et les systèmes de sûreté qui sont importants pour la santé et la sécurité des travailleurs et du public et la protection de l'environnement. Ces inspections portent surtout sur les *tubes de force*, les *tuyaux d'alimentation* et les tubes des *générateurs de vapeur*.

Objectif de rendement
Les composants contribuant à l'intégrité structurale et importants pour la sûreté demeurent en bon état.

4.3 Fiabilité

Pour les systèmes susceptibles, en cas de défaillance, d'influer sur le risque d'un rejet de matières radioactives, les titulaires de permis doivent instaurer un programme qui prévoit l'établissement d'objectifs de fiabilité, l'exécution d'évaluations, d'essais et de mesures de surveillance axés sur la fiabilité ainsi que la production de rapports.

Les examens des programmes « Fiabilité » effectués par le personnel de la CCSN portent surtout sur :

- les modèles de fiabilité et la vérification des données;
- la fiabilité des systèmes importants pour la sûreté;
- le programme de surveillance;
- la production des rapports.

Objectif de rendement
Les systèmes importants pour la sûreté sont conformes à leurs spécifications en matière de conception et de rendement à un niveau de fiabilité acceptable et continuent de l'être tout au long de la vie des installations.

4.4 Qualification de l'équipement

La qualification de l'équipement concerne les exigences fonctionnelles et de rendement propres à chaque centrale et qui visent à assurer que les SSC peuvent fonctionner de manière sûre.

La QE constitue une partie importante du programme « Qualification de l'équipement ». Elle a pour objet de garantir que l'équipement peut remplir sa fonction de sûreté malgré son vieillissement et dans des conditions environnementales extrêmes causées par des *accidents de dimensionnement*. Pour être jugés efficaces, les programmes de QE doivent respecter un certain nombre de critères d'acceptation élaborés par le personnel de la CCSN. Les titulaires de permis doivent :

- posséder un programme documenté de QE, avoir en place des processus connexes pour établir et maintenir la QE ainsi que toute la documentation en matière de QE disponible à la centrale;
- s'assurer que les processus et les procédures en matière de QE respectent les normes reconnues du secteur nucléaire;
- avoir en place un programme de surveillance de l'état de l'équipement afin d'évaluer, en période normale d'exploitation, la détérioration et les défaillances de l'équipement qualifié;
- avoir en place un programme de surveillance environnementale afin d'évaluer les variations des conditions environnementales dans les salles contenant des composants qualifiés;
- avoir en place des procédures de contrôle afin de préserver la QE de l'équipement tout au long de la vie de la centrale;
- veiller à ce que le programme de QE soit conforme au programme d'assurance de la qualité de la centrale;
- apprendre au personnel de la centrale et à celui des entrepreneurs travaillant sur l'équipement qualifié les principes de la QE et les procédures connexes.

La qualification sismique, la protection contre l'incendie et les interférences électromagnétiques et radio sont d'autres sujets évalués dans le cadre du programme « Qualification de l'équipement ».

Objectif de rendement
Les systèmes de sûreté, les systèmes liés à la sûreté, l'équipement, les composantes et les barrières et structures de protection sont aptes à remplir leur fonction de sûreté en cours de fonctionnement normal et dans des conditions environnementales difficiles à la suite d'accidents de dimensionnement.

5. PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE

La préparation aux situations d'urgence concerne le plan des mesures d'urgence global et le programme de préparation aux situations d'urgence, ainsi que le rendement du personnel des titulaires de permis lors des exercices de simulation d'urgence et lors des interventions suite à des cas d'urgence réels.

Les titulaires de permis doivent disposer d'un plan des mesures d'urgence global comprenant un programme de préparation aux situations d'urgence et ils doivent vérifier leur rendement en matière d'intervention en tenant des exercices simulant des cas d'urgence et qui font l'objet d'évaluations. Pour confirmer l'efficacité du programme d'un titulaire de permis à cet égard, le personnel de la CCSN évalue son plan des mesures d'urgence et son programme de préparation aux situations d'urgence, de même que son rendement lors des exercices simulant des cas d'urgence. Ces évaluations procurent de l'information ayant trait à l'efficacité de la stratégie d'un titulaire de permis en matière d'intervention en cas d'urgence ainsi qu'un niveau de confiance quant à son état de préparation face à de tels cas.

Objectif de rendement
Des mesures appropriées en matière de préparation aux situations d'urgence et de capacité d'intervention qui permettraient d'atténuer les effets des rejets accidentels de substances nucléaires et de substances dangereuses sur l'environnement, la santé et la sécurité des personnes et le maintien de la sécurité nationale.

6. PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

La protection de l'environnement concerne les programmes servant à prévenir, repérer, contrôler et surveiller tous les rejets de substances radioactives ou dangereuses des installations.

Selon les règlements de la CCSN, chaque titulaire de permis doit prendre toutes les précautions raisonnables pour protéger l'environnement et préserver la santé et la sécurité des personnes, notamment en contrôlant le rejet de substances radioactives ou dangereuses. Le personnel de la CCSN vérifie que les titulaires de permis disposent de politiques, programmes et procédures appropriés pour prévenir, repérer, contrôler et surveiller les rejets de substances radioactives ou dangereuses dans l'environnement. Les examens du rendement dans le domaine « Protection de l'environnement » effectués par le personnel de la CCSN portent notamment sur les éléments suivants :

- les doses de rayonnement reçues par la population;
- les résultats de la surveillance des effluents;
- les résultats de la surveillance de l'environnement;
- les rejets non planifiés.

Objectif de rendement
La protection de l'environnement ainsi que la santé et la sécurité des personnes en prenant toutes les précautions raisonnables, incluant l'identification, le contrôle et la surveillance des rejets de substances radioactives et dangereuses dans l'environnement.

7. RADIOPROTECTION

La radioprotection concerne le programme mis en place pour protéger les personnes se trouvant à l'intérieur d'une installation nucléaire contre toute exposition inutile aux rayonnements ionisants.

Le *Règlement sur la radioprotection* précise les limites de dose de rayonnement pour les travailleurs susceptibles d'être exposés à des matières radioactives. Ce règlement stipule également que les titulaires de permis doivent établir un programme de radioprotection afin de maintenir l'exposition aux rayonnements au niveau le plus faible qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre (principe ALARA) par l'entremise d'un certain nombre de mesures de contrôle dont :

- le contrôle par la direction des pratiques de travail;
- les qualifications et la formation du personnel;
- le contrôle de l'exposition des travailleurs et du public aux rayonnements;
- la planification pour faire face aux situations inhabituelles;
- la mesure de la quantité et de la concentration de tout rejet de substances nucléaires occasionné par des activités autorisées.

Objectif de rendement
Une protection adéquate de la santé et sécurité des personnes à l'intérieur des installations contre les rayonnements ionisants.

8. SÉCURITÉ DES SITES

La sécurité des sites concerne le programme de protection physique requis pour appliquer et soutenir les exigences de sécurité énoncées dans le *Règlement sur la sécurité nucléaire* et tout ordre signifié à un site particulier.

Pour vérifier la conformité aux exigences réglementaires, le personnel de la CCSN évalue, chez les titulaires de permis, les éléments suivants :

- les installations et l'équipement dont les systèmes et les appareils servant à la surveillance, aux évaluations, à la détection et aux communications relatives à la sécurité;
- le contrôle d'accès y compris l'inspection des personnes et des véhicules entrant dans la zone protégée;
- les exercices et manœuvres servant à vérifier l'efficacité des plans ou procédures d'intervention en cas d'urgence en matière de sécurité, les systèmes de protection physique, les programmes de formation du personnel de sécurité nucléaire et leur état de préparation;
- la force d'intervention pour la sécurité nucléaire, y compris la formation des membres et leur déploiement.

Les titulaires de permis doivent disposer en tout temps au site d'un nombre suffisant d'agents de sécurité qualifiés et bien équipés. Leurs sites doivent être surveillés en permanence, et les titulaires de permis doivent prendre les mesures appropriées en cas d'atteinte à la sécurité. De plus, comme les règlements le stipulent, le personnel de la CCSN s'attend à ce que tous les titulaires de permis procèdent sur une base régulière à des exercices de sécurité avec leurs forces d'intervention hors site.

Objectif de rendement
Un programme de protection physique procurant la sécurité requise pour les installations et leur exploitation.

9. GARANTIES

Le mandat réglementaire de la CCSN consiste notamment à veiller à ce que les titulaires de permis se conforment aux mesures qui découlent des obligations internationales du Canada en tant que signataire du Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires. À ce titre, le Canada a conclu avec l'*Agence internationale de l'énergie atomique* (AIEA) un accord relatif aux *garanties* et convenu d'un protocole connexe. Ces ententes établissent que l'AIEA a le droit et la responsabilité de vérifier si le Canada s'acquitte de ses engagements en ce qui concerne l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire.

La CCSN fournit, au moyen de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*, de ses règlements d'application et des permis émis à l'égard des installations, un mécanisme par lequel l'AIEA peut appliquer l'accord relatif aux garanties. Les exigences essentielles concernant l'application des *garanties* font l'objet de conditions particulières énoncées dans les permis.

Objectif de rendement
La conformité aux mesures que l'entreprise doit prendre afin de satisfaire aux obligations internationales du Canada en matière de garanties en :

- produisant en temps opportun des rapports précis sur les matières radioactives;
- donnant accès aux inspecteurs de l'AIEA et en leur fournissant de l'aide lors des activités de vérification;
- soumettant des informations annuellement sur l'exploitation et des informations précises sur la conception des structures, des processus et des procédures de la centrale;
- élaborant des procédures appropriées en matière de garanties applicables à leurs centrales et en les mettant en œuvre adéquatement.

ANNEXE B

SYSTÈME DE COTATION

B.1 DÉFINITIONS DES COTES

Les définitions des cotes de rendement utilisées dans ce rapport sont :

ES	**Entièrement satisfaisant**
Domaine de sûreté/ programme	Le rendement est entièrement satisfaisant. Les domaines évalués respectent et pourraient dépasser les exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement. Le rendement est stable ou s'améliore. Néanmoins, l'objectif devrait demeurer l'atteinte de l'excellence. Les problèmes qui se présentent sont réglés rapidement afin qu'ils ne posent pas un risque inacceptable à la santé et la sécurité des personnes, à l'environnement, au maintien de la sécurité ou au respect des obligations internationales du Canada.
Centrale	Le rendement de la centrale ne présente pas un risque inacceptable à la santé et la sécurité des personnes, à l'environnement, au maintien de la sécurité ou au respect des obligations internationales du Canada.
SA	**Satisfaisant**
Domaine de sûreté/ programme	Le rendement est satisfaisant. Les domaines évalués respectent la lettre ou les objectifs des exigences et des attentes de la CCSN en matière de rendement. On constate seulement un léger écart par rapport aux exigences ou aux attentes relatives à l'exécution des programmes, mais l'écart ne représente pas un risque inacceptable à la santé et la sécurité des personnes, à l'environnement, au maintien de la sécurité ou au respect des obligations internationales du Canada. On constate une certaine baisse par rapport aux exigences et aux attentes de la CCSN. On estime cependant que les problèmes relevés posent seulement un faible risque quant au respect des exigences réglementaires et des attentes de la CCSN en matière de rendement. Des améliorations pratiques et/ou économiques seraient normalement apportées.
Centrale	On constate des écarts légers par rapport aux exigences ou aux attentes de la CCSN en matière de rendement mais ces écarts ne représentent pas un risque inacceptable à la santé et la sécurité des personnes, à l'environnement, au maintien de la sécurité ou au respect des obligations internationales du Canada.
IA	**Inférieur aux attentes**
Domaine de sûreté/ programme	Le rendement diminue et devient inférieur aux attentes, ou encore les domaines évalués ne respectent pas la lettre ou les objectifs des exigences de la CCSN, à un point tel qu'il existe un risque modéré qu'à la limite les programmes ne permettront pas de répondre aux attentes relatives à la santé et la sécurité des personnes, à la protection de l'environnement, au maintien de la sécurité ou au respect des obligations internationales du Canada. Des améliorations doivent être apportées au rendement afin que les lacunes relevées soient corrigées. Le titulaire de permis prend les mesures correctives voulues ou les a prises.
Centrale	On constate des écarts par rapport aux exigences ou aux attentes de la CCSN en matière de rendement, à un point tel qu'il existe un risque modéré qu'à la limite le rendement de la centrale ne permettra pas d'éviter que le risque à la santé et la sécurité des personnes, à l'environnement, au maintien de la sécurité ou au respect des obligations internationales du Canada ne devienne inacceptable.
IN	**Inacceptable**
Domaine de sûreté/ programme	Le rendement est inacceptable. Les domaines évalués sont nettement inférieurs aux exigences, ou encore on constate un mauvais rendement continu, à un point tel que cela porte atteinte au rendement global. Si des mesures correctives ne sont pas prises, il est fort probable que les lacunes relevées entraîneront un risque inacceptable pour la préservation de la santé et de la sécurité des personnes, pour la protection de l'environnement, pour le maintien de la sécurité et pour le respect des obligations internationales du Canada. Le titulaire de permis n'aborde pas les problèmes de façon efficace. Il n'a pas pris les mesures compensatoires nécessaires ni présenté un autre plan d'action. Des mesures correctives sont requises immédiatement.
Centrale	On constate des écarts importants par rapport aux exigences et aux attentes de la CCSN en matière de rendement, à un point tel qu'il existe un risque élevé que les lacunes au chapitre du rendement de la centrale entraîneront un risque inacceptable pour la préservation de la santé et de la sécurité des personnes, pour la protection de l'environnement, pour le maintien de la sécurité et pour le respect des obligations internationales du Canada.

Auparavant, un système à base de lettres était utilisé pour coter le rendement des centrales nucléaires. Le tableau suivant montre la correspondance entre l'ancien et le nouveau système de cotation :

Anciennes cotes	Nouvelles cotes
A Supérieur aux exigences	ES Entièrement satisfaisant
B Répond aux exigences	SA Satisfaisant
C Inférieur aux exigences	IA Inférieur aux attentes
D Très inférieur aux exigences	IN Inacceptable
E Inacceptable	

B.2 DÉTERMINATION DE LA COTE INTÉGRÉE D'UNE CENTRALE

Le processus de prise de décisions en fonction du risque de la CCSN a été utilisé pour établir l'importance relative en matière de sûreté de chacun des huit domaines de sûreté (sauf le domaine « Sécurité des sites »). En d'autres mots, on a tenu compte du risque pour déterminer le coefficient de pondération en matière de sûreté de chacun des domaines de sûreté, ainsi que la cote intégrée d'une centrale.

Il est important de noter que, suite à la détermination de l'importance relative des risques, la contribution d'un domaine de sûreté donné à la cote intégrée d'une centrale est différente de celle d'un autre domaine. Par conséquent, à titre d'exemple, une cote intégrée « Satisfaisant » pourrait éventuellement être attribuée bien que la cote « Entièrement satisfaisant » ou « Inférieur aux attentes » ait été attribuée à plusieurs domaines de sûreté. Dans ce cas, la moindre importance en matière de sûreté accordée à ces domaines de sûreté ou programmes en serait la raison.

ANNEXE C

GLOSSAIRE

Ces termes sont en italique dans le texte :

Accident de dimensionnement
Conditions accidentelles pour lesquelles une centrale nucléaire est conçue, et pour lesquelles les dommages au combustible et les rejets de matières radioactives ne dépassent pas les limites prescrites.

Accident hors dimensionnement
Conditions d'accident moins fréquentes et plus graves que celles d'un *accident de dimensionnement*. Un *accident hors dimensionnement* peut, ou peut ne pas, impliquer des dommages au cœur.

Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA)
L'*Agence internationale de l'énergie atomique* (AIEA) est un organisme international indépendant ayant des liens avec l'organisme des Nations Unies. L'AIEA, dont les bureaux sont situés à Vienne, travaille de concert avec ses États membres et de multiples partenaires partout dans le monde afin de promouvoir l'utilisation sûre, sécuritaire et pacifique des technologies nucléaires. L'AIEA fait rapport annuellement à l'assemblée générale des Nations Unies et, lorsque approprié, au conseil de sécurité de cette institution sur les cas de non-conformité d'États à leurs obligations en matière de garanties ainsi que sur des sujets liés à la paix et la sécurité sur la scène internationale.

Analyse des causes fondamentales
Analyse objective, structurée, systématique et exhaustive visant à déterminer les raisons intrinsèques d'une situation ou d'un événement en tenant compte de l'importance de l'événement sur le plan de la sûreté.

Approche systématique à la formation
Évolution logique depuis la définition des besoins en formation et des compétences nécessaires pour effectuer un travail jusqu'à l'élaboration et à la mise en œuvre du programme de formation permettant d'acquérir ces compétences, ainsi qu'à l'évaluation subséquente de ce programme de formation.

Baisse contrôlée de puissance
Système conçu pour réduire automatiquement la puissance du réacteur à un taux lent en cas de problème. Le système de *baisse contrôlée de puissance* (BCP) fait partie du système de régulation du réacteur.

Commission
Personne morale établie aux termes de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*, composée d'au plus sept membres nommés par le gouverneur en conseil, qui a pour mission de :

- réglementer le développement, la production et l'utilisation de l'énergie nucléaire, ainsi que la production, la possession, l'utilisation et le transport des substances nucléaires;
- réglementer la production, la possession et l'utilisation de l'équipement réglementé et des renseignements réglementés;
- mettre en œuvre des mesures de contrôle international du développement, de la production, du transport et de l'utilisation de l'énergie et des substances nucléaires, notamment celles qui portent sur la non-prolifération des armes nucléaires et engins explosifs nucléaires;
- informer le public, sur les plans scientifique, technique ou en ce qui concerne la réglementation du domaine de l'énergie nucléaire, sur les activités de la CCSN et sur leurs conséquences pour la santé et la sécurité des personnes et pour l'environnement.

Défaillance grave de système fonctionnel
Défaillance d'un système fonctionnel, d'un composant ou d'une structure :

a. qui provoque une défaillance systématique du combustible ou produit un rejet important d'une centrale nucléaire;
b. qui pourrait provoquer une défaillance systématique du combustible ou produire un rejet important si aucun des *systèmes spéciaux de sûreté* n'entre en fonction.

Document aux commissaires (CMD)
Document préparé par le personnel de la CCSN, les promoteurs et les intervenants pour les fins d'une audience ou d'une réunion de la *Commission*. Chaque CMD se voit attribuer un numéro d'identification particulier.

État d'arrêt garanti (EAG)
Méthode qui vise à assurer la mise à l'arrêt du réacteur. Elle comprend l'ajout au modérateur d'un absorbeur de neutrons, qui les retire donc de la réaction en chaîne de fission, ou l'évacuation du modérateur du réacteur.

Fréquence des accidents
Le nombre d'accidents invalidants par 200 000 heures-personnes travaillées dans une centrale nucléaire.

Générateur de vapeur
Échangeur de chaleur qui transfère la chaleur de l'eau lourde (caloporteur) à l'eau ordinaire. L'eau ordinaire bout et produit ainsi de la vapeur qui actionne la turbine. Les tubes du *générateur de vapeur* séparent le caloporteur du réacteur du reste du système de production d'énergie électrique.

Inspection de type I
Un audit ou une évaluation effectué par le personnel de la CCSN des programmes, processus et pratiques des titulaires de permis.

Inspection de type II
Une inspection de l'équipement ou de systèmes ou une évaluation des pratiques d'exploitation effectuée par le personnel de la CCSN et comprenant des vérifications de type point par point et des rondes en chantier axées sur les résultats ou le rendement des programmes, processus et pratiques des titulaires de permis. Les observations provenant de ces inspections jouent un rôle important dans la détermination des aspects pour lesquels il pourrait être requis d'effectuer une *inspection de type I* afin d'identifier les problèmes systémiques des programmes, processus et pratiques.

Limite opérationnelle dérivée (LOD)
Limite qu'impose la CCSN à l'égard du rejet de substances radioactives par une installation nucléaire autorisée de manière à donner une assurance raisonnable que la limite de dose réglementaire ne sera pas dépassée.

Points à régler
Système de suivi numéroté qu'utilise le personnel de la CCSN pour contrôler les questions ou problèmes exigeant l'attention des titulaires de permis.

Qualification environnementale (QE)
Programme qui établit un ensemble intégré et exhaustif d'exigences qui donnent l'assurance que l'équipement essentiel peut fonctionner selon les critères établis même dans des conditions ambiantes difficiles et qu'il peut maintenir cette capacité durant toute la durée de vie de la centrale.

Rapport de sûreté
Un *rapport de sûreté*, tel que décrit dans la norme d'application de la réglementation S-99 *Rapports à soumettre par les exploitants de centrale nucléaire*, comprend une description des systèmes, structures et composants d'une centrale incluant leurs conditions de fonctionnement normal et de conception. Il inclut un rapport de l'analyse finale de sûreté démontrant la pertinence de la conception de l'installation nucléaire.

Recul rapide de puissance
Système conçu pour réduire automatiquement la puissance du réacteur à un taux rapide en cas de problème. Le système de *recul rapide de puissance* fait partie du système de régulation du réacteur.

Système spécial de sûreté
Le système d'arrêt d'urgence n° 1, le système d'arrêt d'urgence n° 2, le système de confinement ou le système de refroidissement d'urgence du cœur d'une centrale nucléaire.

Taux de gravité des accidents
Le nombre total de jours perdus ou comptabilisés pour tous les accidents invalidants par 200 000 heures-personnes travaillées dans une centrale nucléaire.

Tube de calandre
Tube qui traverse la calandre et sépare les *tubes de force* du modérateur. Chaque *tube de calandre* entoure un *tube de force*.

Tube de force
Tube qui, traversant la calandre, renferme 12 ou 13 grappes de combustible. De l'eau lourde sous pression circule dans ce tube et refroidit le combustible.

Tuyau d'alimentation
Le réacteur contient plusieurs centaines de canaux de combustible. Des *tuyaux d'alimentation*, placés à chaque extrémité des canaux de combustible, permettent d'amener l'eau lourde (caloporteur) dans les canaux de combustible aux *générateurs de vapeur*.

ANNEXE D

SIGLES ET ACRONYMES

Ces sigles sont également définis dans le texte lorsqu'ils sont utilisés pour la première fois.

AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
ALARA	niveau le plus bas qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre
APRP	accident de perte de réfrigérant primaire
BCP	baisse contrôlée de puissance
BTI	barre de transfert intercentrale
CANDU	réacteur nucléaire canadien à deutérium-uranium
CCP	circuit caloporteur primaire
CCSN	Commission canadienne de sûreté nucléaire
CEEP	coefficient d'exécution de l'entretien préventif
CMD	document aux commissaires
CSA	Association canadienne de normalisation
DG	dossier générique
EACL	Énergie atomique du Canada ltée
ÉAG	état d'arrêt garanti
EC	entretien correctif
ENNB	Énergie nucléaire Nouveau-Brunswick
EP	entretien préventif
ÉPS	Études probabilistes de sûreté
FA	fréquence des accidents
LOD	limite opérationnelle dérivée
LSRN	*Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*
OPG	Ontario Power Generation
PIP	Programme d'inspection périodique
QE	qualification environnementale
RRP	recul rapide de puissance
SAU	système d'arrêt d'urgence
SRT	soupape de réglage de la turbine
SRUC	système de refroidissement d'urgence du cœur
SSS	système spécial de sûreté
TGA	taux de gravité des accidents

ANNEXE E

FAITS SAILLANTS AUX CENTRALES NUCLÉAIRES ET ACTIVITÉS DE SUIVI

Les descriptions de faits saillants sont regroupées par site et présentées en ordre chronologique. Elles constituent en grande partie des sommaires de l'information se trouvant dans les CMD intitulés rapports sur les faits saillants. Dans le cas des événements de dernière minute qui ont été rapportés verbalement à la *Commission*, l'information est tirée des procès-verbaux des réunions de la *Commission*.

E.1 Rapports sur les faits saillants à Bruce-A

E.1.1 Risque radiologique non décelé

Dans le cadre des activités de réfection à Bruce-A, l'entrepreneur, EACL, effectuait le remplacement de canaux de combustible du réacteur de la tranche 2. Lors de contrôles du rayonnement effectués par le personnel de Bruce Power le 22 juin 2008, un débit de rayonnement élevé et localisé dans un secteur de la voûte du réacteur a été découvert. Il a été déterminé que le niveau de rayonnement élevé était dû à une pièce insérée dans un *tuyau de calandre* qui était tombée dans le secteur de la voûte du réacteur pendant les travaux de remplacement des canaux de combustible. De telles pièces émettent des champs de rayonnement d'importance à cause de leur position normale dans le cœur du réacteur. La pièce a été extraite peu de temps après qu'elle a été découverte.

La poursuite de l'enquête a permis de déterminer que la pièce avait été dans la voûte du réacteur sans être détectée depuis le 23 avril 2008. On avait noté sa disparition le 23 avril 2008 mais on avait assumé qu'elle se trouvait toujours dans le réacteur. À l'encontre des procédures, EACL n'a pas rapporté ceci à Bruce Power. Le 3 mai 2008, les gestionnaires d'EACL ont admis qu'il existait une différence entre le nombre de pièces insérées qui auraient dû être extraites et le nombre des pièces extraites entrées aux registres ou documents. Cette différence n'avait également pas été rapportée à Bruce Power.

Puisque la pièce dans la voûte du réacteur n'avait pas été détectée, elle n'apparaissait pas sur les affiches des risques radiologiques et on n'en tenait pas compte dans le cadre des activités de protection des travailleurs contre le rayonnement. Puisque les travaux de réfection n'avaient pas lieu à proximité de l'endroit où la pièce a été trouvée, les personnes effectuant le travail n'étaient pas exposées à des champs de rayonnement élevés. Le travailleur le plus exposé est celui qui effectuait le contrôle du rayonnement lorsque la pièce a été trouvée. Ce travailleur a été exposé à un champ de rayonnement élevé pendant une courte période de temps et il a reçu une dose totale de 24 mrem.

Les travaux de réfection ont été interrompus lorsque la pièce a été trouvée et une enquête préliminaire a été effectuée afin de déterminer les causes directes et de mettre en œuvre des mesures correctives immédiates. Une *analyse des causes fondamentales* de l'événement a également été effectuée.

Le personnel de la CCSN a été informé de l'événement le 23 juin 2008 et il a jugé que les mesures prises étaient appropriées et que la cause est comprise.

E.1.2 Arrêt du réacteur de la tranche 3 dû au déclenchement du SAU n° 1

Le 19 novembre 2008, on a fait appel à deux techniciens préposés à l'entretien des dispositifs de commande afin d'aider à l'ajustement des transmetteurs de bas débit du caloporteur principal des chaînes D, E et F. Les deux techniciens se sont présentés à la salle de commande afin d'obtenir l'autorisation nécessaire et déterminer quelle chaîne devait être ajustée en premier. Il a initialement été décidé que la chaîne E devrait être ajustée en premier. Cependant, après de plus amples discussions, il a été décidé que la chaîne D devrait être ajustée la première.

Les techniciens ont d'abord placé la chaîne D en position sûre dans la salle des panneaux de commande R3-210. Le paramètre bas débit du caloporteur entraîne un déclenchement suivant une logique 2 de 3. Par conséquent, lorsque, par erreur, les techniciens ont pu procéder à l'ajustement de la chaîne E, ils ont ainsi satisfait à la logique 2 de 3 des chaînes et occasionné un déclenchement du SAU n° 1 sur bas débit du caloporteur.

Il a été déterminé que la cause immédiate de cet événement est une erreur humaine. Une analyse des *causes fondamentales* est présentement en cours.

E.1.2.1 Suivi (CMD 09-M5)

Le personnel de la CCSN a examiné les rapports préliminaire et détaillé soumis par Bruce Power conformément à la norme S-99. Cependant, l'information était insuffisante pour permettre au personnel de la CCSN d'en venir à une conclusion sur les mesures correctives prises par Bruce Power puisque l'*analyse des causes fondamentales* normalement requise dans le rapport détaillé n'était pas incluse. Tel que la norme S-99 le permet, Bruce Power s'est engagé à effectuer une enquête sur les causes fondamentales et à présenter un rapport à la CCSN sous la forme de renseignements supplémentaires conformes à cette norme.

Les inspecteurs de la CCSN en poste à la centrale ont effectué après coup une inspection de conformité de type II le 26 novembre 2008 afin de déterminer l'état physique de l'équipement et s'il est bien identifié. Ils ont également revu un rapport d'un événement antérieur afin de vérifier si on avait mis en œuvre l'expérience d'exploitation et les mesures correctives découlant de cet événement. À la suite de cette inspection, une recommandation et deux *avis d'action* ont été remis à Bruce Power.

E.2 Rapports sur les faits saillants à Bruce-B

E.2.1 Défaillance de niveau 1 à la tranche 6 de la centrale nucléaire Bruce-B (CMD 08-M21.A)

Le 5 mars 2008, à approximativement 2 h, le personnel d'entretien effectuait une vérification des points de consigne du démarreur des moteurs des vannes d'injection motorisées du système de refroidissement d'urgence du cœur. Il avait été jugé que le travail était non intrusif et aucun essai n'avait été prévu à la suite des vérifications effectuées par le personnel d'entretien. Cependant, les activités d'entretien ont causé la perte de la fonction d'actionnement automatique de ces deux vannes, et les opérateurs de la salle de commande ne se sont pas immédiatement aperçus de la défaillance. On a décelé celle-ci lors de la vérification de routine suivante effectuée à 11 h. Après avoir découvert la défaillance, le personnel du titulaire de permis a pris immédiatement des mesures correctives. Celles-ci ont été complétées et vérifiées et il a été confirmé que le système était disponible à 14 h 30 le 5 mars 2008 (3,5 h après que la défaillance eut été découverte).

E.2.1.1 Information additionnelle (tirée du procès-verbal de la réunion de la *Commission* tenue le 21 août 2008)

Le personnel de la CCSN a déclaré qu'il avait examiné le rapport de Bruce Power et qu'il était satisfait des mesures correctives identifiées. Cependant, certains points du rapport nécessitaient toujours des éclaircissements et une réunion de suivi avec Bruce Power devait être organisée en septembre 2008.

Bruce Power a déclaré que la cause fondamentale de cet événement avait été identifiée de même que trois domaines nécessitant des améliorations : ingénierie, entretien et exploitation. Par conséquent, des mesures correctives ont été mises en œuvre.

E.3 Rapports sur les faits saillants à Darlington

E.3.1 Transitoire à la tranche 4 de la centrale nucléaire Darlington – insertion dans le cœur des barres d'arrêt paires (CMD 08-M46)

Le 22 juillet 2008, un travail d'entretien régulier de l'alimentation électrique principale (PS2) des dispositifs d'embrayage des barres d'arrêt du banc pair était en cours. L'alimentation électrique aux dispositifs d'embrayage (qui maintient les barres suspendues et armées) a été transférée à l'alimentation électrique de relève (PS4), dont la disponibilité avait été confirmée. Cependant, l'alimentation PS4 a été perdue peu après, entraînant l'insertion dans le cœur des barres d'arrêt du banc pair du SAU n° 1.

Répondant aux alarmes reçues sur les panneaux, l'opérateur de salle de commande a rapidement et de façon appropriée déclenché le SAU 1 conformément au manuel d'exploitation, occasionnant l'insertion dans le cœur du reste des barres d'arrêt (le banc impair), entraînant ainsi l'arrêt du réacteur. La tranche 4 a été déclenchée à partir de 100 % de la puissance et a été débranchée du réseau.

Le couvercle du support du fusible de l'alimentation électrique de relève a été identifié comme la cause probable de l'événement. On a déterminé que l'agrafe à l'intérieur du couvercle était endommagée et ne permettait plus d'établir un bon contact entre le fusible et le couvercle.

Le personnel de la CCSN a été informé de l'événement le 22 juillet 2008 et il a jugé que les mesures prises étaient appropriées et que la cause est bien comprise.

E.4 Rapports sur les faits saillants à Pickering-A

E.4.1 Défaillance de niveau 1 du système de refroidissement d'urgence du cœur due à la défaillance d'une vanne du système de refroidissement en temps d'arrêt (CMD 08-M8.A)

Chacune des tranches de Pickering-A comprend huit vannes d'isolation du système de refroidissement en temps d'arrêt qui ouvrent afin de permettre que l'eau du système de refroidissement d'urgence du cœur soit injectée dans chacun des huit collecteurs du circuit caloporteur primaire en cas d'APRP. Des essais de ces vannes motorisées fonctionnant à l'électricité sont effectués chaque semaine afin de vérifier qu'elles vont ouvrir sur demande lorsque requis par le SRUC.

Les procédures d'exploitation de Pickering-A stipulent que lorsqu'une des huit vannes n'ouvre pas, le SRUC doit être considéré comme indisponible. L'exigence voulant que toutes les huit vannes ouvrent est en place afin de pouvoir faire face à tous bris éventuels des conduites du circuit caloporteur primaire, quel que soit la grosseur ou l'endroit.

Le 9 février 2008, pendant des essais réguliers, une vanne d'isolation du système de refroidissement en temps d'arrêt (1-33410-MV10), qui était au préalable complètement fermée, n'a pas ouvert. Le manuel d'exploitation sur incident traitant des défaillances du SRUC a été consulté et il a été jugé qu'il y avait une défaillance de niveau 1 de ce système à la tranche 1 à cause de la défaillance de la vanne MV10 du système RTA en position fermée. Conformément aux instructions du MEI en cas d'une défaillance de niveau 1 du SRUC, un compte à rebours d'une durée de 4 heures pour effectuer l'arrêt de la tranche 1 a été initié, débutant à 22 h 45.

L'enquête sur la cause du défaut d'ouvrir de la vanne MV10 a déterminé qu'une jonction 48Vcc était desserrée. La jonction a été réparée et, conformément à la procédure d'essai, la vanne MV10 a été ouverte par le signal provenant de la logique du SRUC. L'essai a été répété avec succès et la vanne MV10 a fonctionné correctement. La vanne MV10 a alors été jugée disponible et la défaillance de niveau 1 du SRUC de la tranche 1 s'est terminée à 0 h 39.

La durée de la défaillance attribuée au SRUC à la suite de cet événement a été d'environ 3,5 jours. Ceci représente la moitié du temps depuis le dernier essai réussi de la vanne MV10 plus les deux heures pour effectuer les réparations.

Le personnel de la CCSN a examiné le rapport d'événement préliminaire et la documentation d'exploitation pertinente. Le personnel de la CCSN juge qu'OPG a répondu correctement en initiant un compte à rebours de 4 h pour effectuer un arrêt de la tranche et a pris des mesures appropriées et en temps opportun pour identifier la vanne d'isolation du système de refroidissement en temps d'arrêt en cause, la réparer et effectuer avec succès les essais requis avant que le compte à rebours ne se termine.

E.4.1.1 Suivi (CMD 08-M21.C)

Tenant compte de la catégorie à laquelle il a été recommandé de classer cet événement à des fins de résolution et du niveau d'importance qui lui a été attribué, une analyse des causes apparentes a été effectuée au lieu d'une *analyse des causes fondamentales*.

Après avoir examiné tous les travaux effectués ayant trait à cet équipement, le titulaire de permis a conclu que le fil lâche date du retour en service de la tranche 1 en octobre 2004. À ce moment-là, une amélioration avait été apportée en remplaçant le disjoncteur dans le panneau de commande des moteurs 1-54130-MCC18 par un autre de type sismique et les pratiques de travail appropriées n'avaient pas été suivies, ainsi la dernière vis n'avait pas été serrée conformément à la valeur du couple de serrage spécifiée. Ceci constitue une faiblesse en matière de rendement humain et afin d'y remédier, il a été convenu de renforcer la méthode de responsabilisation « effectué par et vérifié par ».

Le personnel de la CCSN a examiné le rapport d'événement détaillé soumis conformément à la norme S-99 qui inclut la cause apparente ainsi que les mesures correctives prises pour corriger la situation et prévenir qu'elle se produise à nouveau. Le personnel de la CCSN est d'accord avec l'évaluation des causes apparentes effectuée par OPG et est satisfait du plan d'actions correctives.

E.4.2 Déclenchement du réacteur de la tranche 1 par le SAU « E » sur signal de basse pression du circuit caloporteur primaire due au mauvais fonctionnement d'une soupape de réglage (CMD 08-M21.B)

Le 6 mars 2008, pendant les activités de redémarrage consécutives à un arrêt, des oscillations des soupapes de réglage de la turbine (SRT) ont été observées alors que la puissance du réacteur était entre 40 % et 50 % de la pleine puissance. Pendant que les activités de diagnostic étaient en cours, un déclenchement du réacteur s'est produit à la suite du déclenchement du système SAU « E » dû à une basse pression du circuit caloporteur primaire.

Durant l'enquête, l'analyse de la pression des *générateurs de vapeur* et des données provenant du régulateur a permis de conclure que celui-ci n'a pas répondu aux signaux pendant plusieurs minutes. Lorsque le régulateur a finalement répondu, cela s'est traduit par un mouvement important des SRT qui a entraîné un déclenchement du réacteur sur basse pression du circuit caloporteur primaire.

La tranche a été redémarrée et synchronisée au réseau le 24 mars 2008. Depuis le 28 mars 2008, la puissance de la centrale ayant été augmentée et se maintenant à environ 77 % pleine puissance, aucune oscillation des soupapes de réglage n'a été observée.

Contexte

Chacune des tranches de la centrale Pickering-A possède un régulateur mécanique qui fait usage d'un système de contrôle à l'huile équilibré hydrauliquement afin de contrôler la pression des *générateurs de vapeur* en contrôlant le débit de vapeur à la turbine par l'entremise des SRT. Pour ajuster la position des SRT lorsque la tranche est synchronisée au réseau, la pression de l'huile de réglage du système de contrôle est variée en déplaçant physiquement une douille isolante par l'entremise du gouverneur. Le bon fonctionnement du contrôle des soupapes de réglage dépend de ce que la pression et le débit d'huile de réglage aient été fixés de façon appropriée initialement, ainsi que de facteurs autres. La tâche de fixer et d'ajuster la pression et le débit de l'huile de réglage est effectuée par les opérateurs en chantier pendant la montée en vitesse de la turbine après chaque arrêt.

Données historiques

Depuis le redémarrage de la tranche après l'arrêt planifié de janvier 2008, les SRT de la tranche 1 ont oscillé de façon périodique occasionnant des oscillations de la pression des *générateurs de vapeur* et du circuit caloporteur primaire. Les efforts initiaux de diagnostic ont identifié des causes possibles de ces oscillations et il est perçu que les deux plus probables sont, soit un ajustement inapproprié de la vanne de l'huile de réglage 1-41170-V25, ou des défauts des mécanismes internes du régulateur. OPG a examiné les résultats de l'enquête et recommandé de continuer à exploiter la tranche pendant que des activités additionnelles de diagnostic étaient effectuées. Des mesures ont été prises à l'intérieur du mécanisme de régulation et elles ont été utilisées pour apporter des ajustements à la vanne V25 de l'huile de réglage alors que la turbine était en service. Cette action semble avoir diminué la fréquence des oscillations, sans les éliminer complètement. Il a été jugé que l'autre cause possible, soit des défauts à l'intérieur du régulateur lui-même, était peu probable.

À la fin de février, la tranche 1 a été arrêtée afin de réparer un moteur d'une pompe du système de refroidissement en temps d'arrêt et on a profité de l'opportunité pour étudier davantage les oscillations de la SRT. Durant ce court arrêt de 5 jours, des ajustements ont été apportés à la vanne V25.

L'équipe menant l'enquête a conclu que les oscillations initiales de la soupape de réglage en janvier et février étaient dues à un jeu excessif des articulations mécaniques du régulateur qui était amplifié par un ajustement incorrect de la vanne V25. La cause du fonctionnement anormal du SRT le 6 mars 2008 (différent du problème d'oscillation), qui a entraîné le déclenchement du réacteur, n'a pas encore été établie de façon définitive. Bien qu'aucune matière étrangère n'ait été trouvée, une théorie pour expliquer le fonctionnement en retard du régulateur est que des matières étrangères pourraient en avoir été la cause.

Le personnel de la CCSN va continuer de faire le suivi des développements dans ce dossier et il va étudier le rapport d'événement détaillé soumis conformément à la norme S-99 lorsque celui-ci sera reçu.

E.5 Rapports sur les faits saillants à Pickering-B

E.5.1 Baisse de la concentration du gadolinium alors que le réacteur était en état d'arrêt garanti par surempoisonnement (CMD 08-M29)

Un déclenchement de la turbine de la tranche 7 s'est produit le 6 avril 2008 à la suite d'un transitoire de voltage dû à un défaut à la terre du système à 230 kV. Un défaut d'un contrôleur des barres liquides a nécessité un arrêt forcé de la tranche afin d'effectuer un diagnostic et les réparations requises.

Le 9 avril 2008, la tranche 7 étant en arrêt forcé et dans un *état d'arrêt garanti* par surempoisonnement, le personnel d'exploitation a observé une diminution inexpliquée de la concentration en nitrate de gadolinium (agent poison du modérateur) d'approximativement 17,1 ppm à 14,9 ppm au cours d'une période de 30 heures. Une augmentation correspondante du flux neutronique a aussi été observée.

La concentration de gadolinium a été augmentée à approximativement 18 ppm après quoi on a observé une diminution de la concentration à un rythme de 1ppm par 12 heures, nécessitant un ajout de gadolinium dans le modérateur de la part du personnel d'exploitation au besoin afin de maintenir la concentration au-dessus de la limite administrative de 14 ppm. La limite de sûreté de la concentration de gadolinium pour maintenir l'*état d'arrêt garanti* par surempoisonnement est de 12 ppm.

Afin de renforcer la marge de sûreté, les barres d'arrêt et les barres d'absorption ont été abaissées dans le cœur et verrouillées en place.

Conformément aux procédures, l'équipe d'exploitation a déclaré que l'*état d'arrêt garanti* par surempoisonnement n'était pas fiable et a transféré au mode d'*état d'arrêt garanti* par vidange du circuit du modérateur. L'enquête sur la cause était en cours au moment où ce rapport sur les faits saillants a été préparé.

E.5.1.1 Information additionnelle (tirée du procès-verbal de la réunion de la *Commission* tenue le 9 octobre 2008)

Le personnel d'OPG a signalé qu'il avait soumis un rapport de son enquête sur la cause de cet événement au personnel de la CCSN. OPG est arrivée à la conclusion que de l'oxalate de gadolinium, qui n'est pas soluble, s'était formé dans le circuit du modérateur à cause de la présence d'une concentration élevée de bioxyde de carbone (CO_2), et s'était déposé sur les surfaces internes de la calandre dans la tuyauterie du système du modérateur. OPG a de plus ajouté qu'une concentration élevée de CO_2 avait été détectée à la tranche 7 en 2005 et que ceci n'avait pas nui à l'exploitation sûre de cette tranche.

OPG a indiqué qu'elle continuait à surveiller la concentration en CO_2 et qu'elle planifiait remplacer ce *tube de calandre* dans le cadre des activités prévues lors de l'arrêt planifié en 2010.

OPG a ajouté qu'elle était à compléter des manœuvres visant à récupérer le gadolinium déposé dans la calandre et en évaluer la quantité afin de décider si elle allait redémarrer la tranche ou effectuer un nettoyage chimique du circuit du modérateur afin d'y enlever tout dépôt provenant du gadolinium. OPG a fait remarquer que l'approbation de la CCSN serait requise pour le redémarrage de la tranche 7.

OPG a informé la *Commission* que le *tube de calandre* qui a été extrait avait été envoyé à Énergie atomique du Canada limitée afin qu'il soit inspecté de façon détaillée. OPG a confirmé que les résultats préliminaires de l'inspection en ce qui concerne le mécanisme de défaillance seraient partagés avec la CCSN et les autres exploitants de centrales CANDU.

OPG prévoit que le rapport complet, incluant la cause exacte de la défaillance, serait disponible avant la fin de l'année.

Le personnel de la CCSN a rapporté qu'il avait suivi de très près les mesures devant être prises suite à cet événement à la tranche 7. Le personnel de la CCSN a ajouté que deux soumissions formelles décrivant les résultats initiaux de l'*analyse des causes fondamentales* et la planification pour la remise en service de la tranche avaient été reçues d'OPG. Le personnel de la CCSN a également confirmé que, pour obtenir l'approbation de redémarrer la tranche 7, OPG devrait démontrer que la centrale peut être exploitée de manière sûre.

Tenant compte du fait qu'une concentration élevée de CO_2 avait été observée en 2005, la Commission a demandé à OPG pourquoi l'événement n'avait été rapporté qu'en 2008.

OPG a déclaré que le personnel de la CCSN avait été informé du problème concernant la concentration élevée en CO_2 et qu'une enquête avait confirmé que ceci n'avait qu'un impact mineur sur le système du modérateur. OPG a ajouté que le rapport sur les faits saillants soumis au printemps de 2008 avait été rendu nécessaire par la détection d'oxalate, un sel très insoluble. OPG a fait remarquer que, depuis 2005, de nombreuses discussions entre des experts et des représentants du secteur nucléaire avaient eu lieu sur cette question et qu'elle avait accru la surveillance de la tranche.

Le personnel de la CCSN a confirmé que, malgré le problème, la concentration en gadolinium dans le modérateur de la tranche 7 avait toujours été maintenue au-dessus de la limite réglementaire de 12 parties par million.

La *Commission* a demandé des informations sur les critères qui seront utilisés pour décider du redémarrage du réacteur. OPG a répondu qu'en présence de gadolinium, des contraintes et limites d'exploitation seraient suivies pour le démarrage du réacteur à basse puissance afin d'éliminer le gadolinium et la tranche serait ramenée à pleine puissance conformément aux procédures normales ayant obtenues l'approbation de la CCSN pour un retour en service de la tranche de manière sûre.

Le personnel de la CCSN a insisté que bien que le problème concernant la concentration de gadolinium n'était pas un problème de sûreté, l'*analyse des causes fondamentales* de la dégradation des *tubes de calandre*, présentement en cours à EACL, seraient bientôt complétée.

E.5.2 Déclenchement du SAU 1 de la tranche 8 (CMD 08-M46)

Le 16 juillet 2008, alors que le refroidissement du circuit caloporteur primaire de la tranche 8 était en cours suite à un arrêt récent de la tranche, un déclenchement du SAU n° 1 s'est produit sur haute pression du circuit caloporteur primaire.

Le déclenchement a eu lieu approximativement cinq heures après que le réacteur ait été arrêté afin de pouvoir réparer une fissure sur une soudure d'une vanne servant au transfert d'eau lourde (à transférer de l'eau au réservoir de stockage du circuit caloporteur primaire à partir d'autres tranches ou du réservoir de stockage principal). Pendant le refroidissement, les opérateurs ont commencé à arrêter les pompes principales de circulation du caloporteur, conformément à la procédure. Alors que quelques pompes étaient arrêtées, une différence de pression s'est établie dans le circuit caloporteur primaire entre différents collecteurs de sortie du réacteur. Le contrôleur de pression à un seul élément (P18A) de la boucle a perçu une baisse de la pression dans le circuit et a réagi en ouvrant la vanne d'appoint, résultant en un appoint trop grand au circuit et créant les conditions de déclenchement.

En parallèle au déclenchement du SAU n° 1, les soupapes de décharge de caloporteur offrant une protection contre les surpressions ont ouvert dirigeant l'excès d'inventaire vers le condenseur de purge (selon la conception). Due à la configuration normale du système à ce point de la séquence de refroidissement, le condenseur de purge était isolé et ses soupapes mécaniques de décharge ont ouvert à cause de la surpression causée par l'appoint provenant des soupapes de décharge de caloporteur. Les soupapes du condenseur se déchargent dans un réservoir ouvert situé dans la salle des *générateurs de vapeur*. La pression du circuit caloporteur primaire a continué à osciller autour du point de consigne des soupapes de décharge du caloporteur, entraînant ouvertures et fermetures répétées de ces soupapes et de celles du condenseur de façon cyclique. Approximativement 7 Mg de l'inventaire en eau lourde du circuit caloporteur primaire se sont retrouvés dans le réservoir ouvert qui a finalement débordé sur le plancher de la salle des *générateurs de vapeur*. Le déversement d'eau lourde du circuit caloporteur primaire a été confiné au bâtiment du réacteur et aucun rejet direct à l'environnement n'en a résulté.

À la suite du déclenchement du SAU 1, le personnel d'exploitation a pris des mesures conformément à leur procédure d'exploitation en cas de transitoires et ont subséquemment suivi une procédure traitant le cas d'une soupape de décharge de caloporteur coincée en position ouverte. Cette procédure demande aux opérateurs de diminuer le point de consigne de la pression du circuit caloporteur primaire à 7 MPa(r). Cette action a permis d'arrêter l'ouverture et la fermeture cyclique des deux types de soupape, ce qui a permis de stabiliser la pression du circuit caloporteur primaire après environ 10 minutes. Les soupapes du condenseur de purge se referment lorsque la pression est inférieure à 8 MPa(r), plus ou moins. Les pompes du circuit caloporteur primaire toujours en marche ont été arrêtées afin d'éliminer la différence de pression, de l'eau lourde a été transférée au réservoir de stockage du circuit caloporteur primaire et le refroidissement du caloporteur a été complété avec succès.

E.6 Rapport sur les faits saillants à Gentilly-2

E.6.1 Découverte d'une non-conformité au permis qui existait depuis longtemps à la centrale Gentilly-2 (CMD 08-M46)

Le personnel de la CCSN a récemment découvert une non-conformité avec le permis de la centrale de Gentilly-2.

La conception de la centrale de Gentilly-2 inclut un système de détection et de localisation des fuites sur les conduites de vapeur à l'intérieur du bâtiment réacteur. L'évolution au fil des années des conditions énoncées dans le *rapport de sûreté* ont rendu certains équipements non qualifiables du point de vue de la QE. La solution retenue pour éviter la requalification de tous les équipements sur le plan environnemental a été de rendre le scénario de rupture de conduite de vapeur non crédible. Une analyse de la qualification « détection avant rupture » a été faite par Hydro-Québec et a conclu qu'un bris ne pouvait survenir sans qu'il n'y ait une fuite au préalable. À la suite de cette analyse,

il a été décidé de procéder à l'installation d'un système de détection et localisation des fuites sur les conduites de vapeur à l'intérieur du bâtiment réacteur. Un tel système permet la détection et la localisation de légères fuites de vapeur sur les conduites des *générateurs de vapeur* dans le bâtiment du réacteur.

Le paragraphe 3.11.2.1 du *rapport de sûreté* de la centrale mentionne que les *accidents de dimensionnement* touchant à l'enveloppe que procure la QE ne tiennent pas compte d'une rupture d'une conduite de vapeur dans le bâtiment du réacteur parce qu'un système de détection et localisation des fuites est installé sur ces dernières. L'article 1.3 du permis d'exploitation de la centrale Gentilly-2 stipule que l'exploitation de la centrale doit se conformer au *rapport de sûreté* qui est cité dans la partie III de l'annexe A du même permis. La qualification « détection avant rupture » des conduites de vapeur à l'intérieur du bâtiment réacteur avait été approuvée par la CCSN dans une lettre du 3 décembre 2002. À l'époque le choix du système de détection n'avait pas encore été fait. Hydro-Québec a envoyé le 16 mars 2004 une correspondance avisant le personnel de la CCSN de l'approbation de la modification du système d'alimentation principale de vapeur et de l'installation du système de détection et localisation des fuites. Hydro-Québec indiquait également son intention de tenir la CCSN au courant de l'évolution du dossier. Le 14 janvier 2005 une nouvelle correspondance indiquait que la mise en service de ce système aurait lieu au cours de l'arrêt planifié de 2005. Cette mise en service n'a jamais été complétée et le système de détection et localisation des fuites est demeuré indisponible depuis 2005.

Une mise à jour a été envoyée par Hydro-Québec dans une correspondance du 18 septembre 2008 confirmant la pleine disponibilité du système de détection et localisation des fuites.

E.7 Rapports sur les faits saillants à Point Lepreau

Aucun rapport sur les faits saillants n'a été reçu concernant Point Lepreau en 2008.

ANNEXE F

QUESTIONS DE SÛRETÉ RELATIVES AUX CENTRALES CANDU

Comme il est décrit à la section 2.3.2, la CCSN a entrepris en 2007 un projet visant à identifier les questions de sûreté liées à la conception et à l'analyse des réacteurs CANDU au Canada. Ces questions ont été regroupées en trois catégories en fonction de leur risque. Ce projet englobe les DG (voir le tableau F.1) qui ont été réévalués dans le contexte de toutes les questions de sûreté en suspens. Les questions de catégorie 3 sont susceptibles de présenter un risque important. Elles représentent des domaines où les connaissances comportent des incertitudes ou encore où il faudrait confirmer la pertinence des approches suivies actuellement. En utilisant le processus de prise de décision en fonction du risque, les questions de catégorie 3 peuvent être regroupées de façon générale comme suit :

Réactivité du vide positive et APRP dû à une grosse brèche
Plusieurs questions de sûreté liées aux réacteurs CANDU ont trait au coefficient de réactivité du vide positive. Un APRP dû à une grosse brèche est l'*accident de dimensionnement* sur lequel la réactivité du vide positive a le plus d'impact et l'un des plus difficiles à analyser dans le cas des réacteurs CANDU parce qu'il existe toujours d'importantes incertitudes concernant plusieurs aspects du fonctionnement du réacteur en conditions d'accident et sa modélisation informatique.

Les DG 95G05, 95G04, 99G02 et 00G01 font partie de ce groupe de questions de sûreté.

Méthode d'analyse des surpuissances neutroniques et locales
Les paramètres de protection contre les surpuissances neutroniques et de protection contre les surpuissances locales ont pour objet de déclencher un arrêt du réacteur, pour des états analysés du réacteur, avant l'assèchement du combustible. Ces paramètres sont établis de sorte à prévenir tout dommage possible au combustible, principalement en cas de pertes de régulation lentes. Un fonctionnement inadéquat de ces paramètres peut entraîner des ruptures de gaines du combustible dans un nombre important de canaux de combustible avant que le réacteur ne soit arrêté par l'action d'autres paramètres de déclenchement.

Le personnel de la CCSN a soulevé des questions sur la méthode et les hypothèses qui ont servi à effectuer l'analyse de la protection contre les surpuissances neutroniques et de la protection contre les surpressions locales. Le secteur nucléaire se penche actuellement sur ces questions afin d'adopter une nouvelle méthode (améliorée) d'analyse pour ces deux types de protection contre les surpuissances. Selon le secteur nucléaire, cette nouvelle méthode tiendra compte également des questions de vieillissement. La nouvelle méthode fait actuellement l'objet d'un examen par la CCSN. Il faudra consacrer plus d'efforts pour en venir à une entente sur une méthode acceptable visant à déterminer les paramètres de déclenchement de la protection contre les surpuissances neutroniques de sorte que le risque d'assèchement du combustible et de ruptures de canaux de combustible qui pourraient s'ensuivre soit négligeable.

Justesse des filtres des puisards du système de refroidissement d'urgence du cœur
Cette question, telle que décrite dans le guide TECDOC de l'AIEA, a été réglée. Cependant, une question connexe relative aux effets chimiques dans l'eau des puisards a été identifiée au cours de travaux de recherche aux États-Unis. La CCSN a ouvert le DG 06G01 « Dépôts dans les crépines du SRUC » pour se pencher sur cette préoccupation. Les résultats des essais effectués en reproduisant les conditions spécifiques aux centrales CANDU indiquent que les effets chimiques sont mineurs.

Mesures pour contrôler l'hydrogène en cas d'accidents
Même si ce sujet constitue un problème de longue date, le secteur nucléaire a acquis une compréhension adéquate du comportement de l'hydrogène en cas d'accidents et a mis au point des techniques pour contrôler efficacement la production d'hydrogène en cas d'accidents, tant

à court qu'à long terme. À titre de mesure visant à clore le DG 88G02, les titulaires de permis se sont engagés à installer des recombineurs autocatalytiques passifs afin d'améliorer le contrôle de l'hydrogène en cas d'*accidents de dimensionnement*.

Les titulaires de permis doivent déterminer les effets des *accidents hors dimensionnement* et des accidents graves et évaluer des mesures d'atténuation, tenant en compte des dispositions en matière de conception en place comme les recombineurs autocatalytiques passifs qui seront installés pour atténuer la production d'hydrogène lors d'accidents de dimensionnement.

Le vieillissement de l'équipement et des structures et son incidence sur la sûreté de l'exploitation des centrales

Dans une centrale nucléaire, les fonctions liées à la sûreté doivent demeurer efficaces pendant toute la durée de vie de la centrale. Le titulaire de permis doit avoir mis en œuvre un programme permettant de prévenir et détecter toute diminution de l'efficacité des fonctions importantes liées à la sûreté et de corriger les cas importants.

Les titulaires de permis ont adopté des programmes de gestion du vieillissement ainsi que des lignes directrices en matière d'aptitude fonctionnelle des composants pouvant limiter la durée de vie de la centrale (c'est-à-dire les *tuyaux d'alimentation*, les *tubes de force* et les tubes des *générateurs de vapeur*). Cependant, jusqu'à présent, les titulaires de permis n'ont pas mis en œuvre de façon systématique des programmes de gestion du vieillissement des autres systèmes. De plus, on doute que la dégradation, due au vieillissement, des composants autres que les *tuyaux d'alimentation*, les *tubes de force* et les *générateurs de vapeur* ne soit gérée adéquatement. Par ailleurs, les titulaires de permis doivent s'assurer qu'on tient compte des effets du vieillissement au moment d'établir des limites et conditions d'exploitation adéquates.

Concept ouvert de la partie conventionnelle des centrales – protection contre la vapeur

Dans certaines centrales, les ruptures de conduites de vapeur et de conduites d'eau d'alimentation sont les événements qui contribuent le plus à la fréquence des dommages au cœur et à la fréquence des rejets importants, soit dans une proportion de 70 % à 80 %. Cela s'explique par le fait qu'une rupture d'une conduite de vapeur a une incidence sur toute la turbine et occasionne la défaillance de plusieurs panneaux électriques et une perte de l'air d'instrumentation. Le bâtiment de la turbine est de concept ouvert offrant très peu de protection contre la vapeur.

Bruce Power a installé des murs déflecteurs dans plusieurs parties du bâtiment de la turbine afin de protéger les locaux de service électrique. On devra sans doute évaluer l'état de la protection contre la vapeur dans d'autres centrales à tranches multiples. Les titulaires de permis doivent envisager des mesures pratiques pour réduire la probabilité de défaillances en série de systèmes de soutien servant au contrôle, au refroidissement et au confinement (p. ex. l'air d'instrumentation, les systèmes électriques, les systèmes de chauffage, de ventilation et de climatisation, le système d'urgence de décharge et de filtration de l'air, les refroidisseurs d'air locaux).

Évaluation systématique des conséquences d'une rupture d'une conduite à haute énergie

Du côté secondaire, toutes les centrales nucléaires CANDU ont installé des barrières d'isolation et des contraintes techniques et ont entrepris l'aménagement d'une salle de commande auxiliaire afin de réduire les conséquences d'une rupture d'une conduite à haute énergie. Du côté primaire, Darlington est la première centrale où la direction a tenu compte pleinement et de façon explicite du besoin de protéger les systèmes, structures et composants des conséquences d'une rupture concevable d'une conduite du circuit caloporteur primaire. En construisant des barrières isolantes et des contraintes techniques comme mesure de protection contre les jets ou le fouettement de conduites et en ne se contentant pas d'appliquer le critère fuite avant rupture, Darlington a effectivement pris des mesures pour protéger adéquatement les systèmes, structures et composants des conséquences d'une rupture possible d'une conduite à haute énergie. Cependant, la question de rupture de conduite à haute énergie du côté primaire n'a pas été prise en compte pleinement lors de la conception des autres centrales. Il est important de noter qu'une justification probabiliste a été utilisée afin de minimiser le nombre d'endroits à risque élevé.

Les titulaires de permis doivent effectuer des analyses pour mieux cerner les points vulnérables et mettre en œuvre des mesures correctives dans la mesure du possible. En outre, ils devraient effectuer des inspections et des travaux d'entretien afin de renforcer l'aptitude fonctionnelle des conduites à haute énergie.

Analyse des défaillances de tubes de force entraînant une perte de modérateur
Des essais ont révélé que si le *tube de calandre* brise après une rupture d'un *tube de force*, il est possible que le raccord d'extrémité soit éjecté et que le modérateur se draine. Les *rapports de sûreté* actuels n'abordent pas des scénarios comportant un APRP combiné à une perte de modérateur. Cette question est pertinente seulement dans le cas de la défaillance double résultant d'un APRP dans le cœur combinée à d'une perte du SRUC puisque, dans ce cas, le modérateur est considéré comme l'ultime source froide du réacteur.

La défaillance du modérateur comme source froide de relève pourrait mener à un accident comportant des dommages graves au cœur dans les cas d'un APRP dans le cœur combiné à une perte du SRUC. De plus, les résultats des essais de ruptures de canaux de combustible effectués par le secteur nucléaire suggèrent que la probabilité des défaillances de *tubes de force* entraînant une perte importante de modérateur est plus grande qu'on ne le croyait auparavant.

Le DG 95G02 entre dans le cadre de cette question de sûreté. Le secteur nucléaire a présenté les plans d'action visant à réduire le risque potentiel lié à cet événement concevable. Le personnel de la CCSN a donné son accord de principe aux mesures administratives prises pour atténuer les conséquences potentielles de cet événement, et il convient que la mise en œuvre de toute modification d'envergure à la conception pour diminuer la probabilité de l'événement pourrait être effectuée lors des travaux de remise à neuf de la centrale et lors du remplacement des canaux de combustible.

Interaction entre le combustible en fusion et le modérateur
Cette question de sûreté fait l'objet du DG 95G01. Une injection à haute pression de combustible en fusion dans le modérateur beaucoup plus froid pourrait se produire au cours d'un APRP dans le cœur s'il se produisait un blocage de la circulation ou une rupture par stagnation d'un *tuyau d'alimentation*, entraînant possiblement une explosion de la vapeur. Les forces additionnelles engendrées par l'interaction entre le combustible en fusion et les métaux peuvent causer une défaillance de la fonction d'arrêt (défaillance de tubes guides des barres du SAU n° 1). De plus, la fonction de refroidissement du combustible pourrait être indisponible si des défaillances de plusieurs canaux devaient se produire en série à cause des forces engendrées au cours de l'interaction entre le combustible en fusion et les métaux. Si aucune défaillance de l'une ou l'autre des fonctions d'arrêt ou de refroidissement ne devait se produire, il y aurait quand même une forte probabilité que des *accidents de dimensionnement* puissent s'aggraver et mener à des dommages graves au cœur. Il n'est pas prévu que l'intégrité du confinement soit compromise, en conséquence, les doses à la population ne devraient pas être importantes.

Les premiers résultats des expériences laissent présager des dommages de faible ampleur et une faible probabilité d'occurrence. Néanmoins, il est recommandé de compléter l'ensemble des expériences prévues afin de renforcer la confiance en la justesse de la conception et de mieux comprendre le phénomène d'interaction entre le combustible en fusion et les métaux.

Utilité des données sur la fiabilité
Une banque de données bien organisée sur la fiabilité des composants est une condition préalable à l'évaluation quantitative (p. ex. une étude probabiliste de sûreté) d'une centrale nucléaire.

L'enregistrement de données sur la fiabilité des *systèmes spéciaux de sûreté* est une exigence. Les données sur la fiabilité doivent faire partie du rapport annuel de fiabilité soumis conformément à la norme d'application de la réglementation S-99.

Au Canada, les travaux dans le cadre d'études probabilistes de sûreté font appel aux banques de données sur les défaillances des composants des centrales CANDU qui ont été développées par les entreprises du secteur de l'énergie nucléaire en se fondant habituellement sur l'expérience d'exploitation propre à leurs centrales. Le besoin d'une banque de données générique sur les composants des centrales CANDU a été reconnu et EACL entreprend actuellement un projet pilote pour développer une telle banque. Différentes entreprises du secteur de l'énergie nucléaire qui exploitent des centrales CANDU sont invitées à participer à ce projet pilote en fournissant à EACL la banque de données propre à leurs centrales pour un ensemble choisi de composants.

Le tableau F.1 donne une brève description des DG qui étaient ouverts en 2008. Plusieurs de ces DG devraient être fermés en 2009.

TABLEAU F.1 : DOSSIERS GÉNÉRIQUES TOUJOURS OUVERTS EN 2008

DG	Titre	Brève description
88G02	Comportement de l'hydrogène dans les centrales nucléaires CANDU	Les APRP peuvent entraîner des émanations importantes d'hydrogène dans l'enceinte de confinement. L'intégrité du confinement doit être assurée.
94G02	Incidence de l'état des grappes de combustible sur la sûreté du réacteur	Les conséquences de la détérioration des grappes de combustible sur la sûreté des réacteurs ne sont pas pleinement connues, en partie à cause des limites des méthodes servant aux analyses de sûreté. Il est nécessaire d'effectuer une analyse intégrée de l'information accumulée à la suite des inspections, aux examens, à la recherche et aux analyses de sûreté.
95G01	Interaction entre le combustible en fusion et le modérateur	Un blocage grave de la circulation dans un canal de combustible, ou l'arrêt de la circulation, pourrait possiblement causer la fusion du combustible et l'éjection de combustible en fusion dans le modérateur. Ce scénario et les conséquences pouvant en découler doivent être bien compris.
95G02	Défaillance de *tubes de force* entraînant une perte de modérateur	Dans les cas de défaillances doubles résultant d'une rupture d'un *tube de force* accompagnée d'une perte du SRUC, le modérateur pourrait ne pas être disponible pour refroidir les canaux de combustible à cause de la possibilité que des embouts soient éjectés entraînant ainsi le drainage du modérateur. La fréquence d'accidents graves à la suite d'un tel scénario doit être déterminée.
95G04	Incertitude de la valeur de la réactivité du vide positive – comment en tenir compte pour les analyses des APRP dus à une grosse brèche	L'exactitude des calculs de l'effet du vide sur la réactivité est une question importante sur le plan de la sûreté dans les analyses d'*accidents de dimensionnement* mettant en cause des vides dans les canaux, particulièrement dans les cas d'APRP dus à une grosse brèche. Les questions principales ont trait à des incertitudes et à la pertinence des marges de sûreté.
95G05	Prévisions de la température du modérateur	Dans certains scénarios d'APRP dus à une grosse brèche, une défaillance des canaux peut avoir lieu si la température du modérateur est trop élevée pour éviter l'assèchement de l'extérieur des *tubes de calandre*. Les programmes informatiques utilisés pour prédire les températures du modérateur doivent être validés adéquatement.
99G01	Assurance de la qualité des analyses de sûreté CANDU	Une assurance de la qualité inappropriée a contribué antérieurement à des analyses de sûreté de mauvaise qualité. La CCSN s'attend à ce que la conduite des opérations par les titulaires de permis soit effectuée conformément à un programme d'assurance de la qualité adéquate.
99G02	Remplacement des programmes informatiques relatifs à la physique du réacteur utilisés pour les analyses de sûreté des réacteurs	Des lacunes doivent être éliminées en ce qui concerne des prévisions inexactes de paramètres clés dans des conditions d'accidents, l'absence de validation adéquate et un écart considérable entre les méthodes et programmes des titulaires de permis et l'état actuel des connaissances dans ce domaine.
00G01	Création de vides dans les canaux durant un APRP	La question en cause est la validation adéquate des programmes informatiques utilisés pour la prévision des transitoires de surpuissance dans le cas des réacteurs CANDU ayant un coefficient de réactivité dû au vide du caloporteur positif.
01G01	Mise à niveau du logiciel de gestion et de surveillance du combustible	La conformité aux limites de sûreté de la physique du réacteur, lesquelles définissent les limites d'exploitation sûre, comme les limites de puissance de canal et de grappe, a rendu nécessaire l'élaboration d'un modèle d'analyse amélioré, validé pour un plus grand éventail d'applications et de conditions, de même que l'établissement de tolérances de conformité mieux définies et la disponibilité de procédures plus uniformes.
06G01	Dépôts dans les crépines du SRUC	Lors d'un APRP hypothétique, une quantité importante de matériel isolant serait détachée, ceci pouvant possiblement occasionner un blocage partiel des crépines, entravant ainsi la recirculation du l'eau de refroidissement d'urgence du cœur. Des études spécifiques à chacune des centrales doivent être effectuées et des mesures compensatoires appropriées doivent être prises.

Notes	Année de fermeture prévue
· Fermé en 2008 pour toutes les centrales sauf G-2 · Fermé pour G-2 en février 2009	Fermé en février 2009
· Fermé avant 2008 pour toutes les centrales sauf G-2 · La lettre pour fermer ce DG dans le cas de G-2 sera expédiée en 2009.	2009
· Les essais ont été complétés en août 2008. · La fermeture de ce DG est prévue en 2009.	2009
· Fermé en 2008 pour toutes les centrales sauf G-2.	2009
· La fermeture dépendra des recommandations finales d'une équipe conjointe CCSN/secteur nucléaire élaborées en suivant le processus de prise de décisions en fonction du risque.	À déterminer
· Le personnel de la CCSN évalue présentement l'information soumise par le secteur nucléaire.	2009
· Fermé avant 2008 pour toutes les centrales sauf G-2 et PL · Fermé pour G-2 en janvier 2008 et PL en juin 2008	Fermé en 2008
· Celui-ci est lié au DG 95G04. · La fermeture dépendra des recommandations finales d'une équipe conjointe CCSN/secteur nucléaire élaborées en suivant le processus de prise de décisions en fonction du risque.	2009
· La fermeture dépendra des recommandations finales d'une équipe conjointe CCSN/secteur nucléaire élaborées en suivant le processus de prise de décisions en fonction du risque.	2009
· Fait présentement l'objet d'un examen de la part de la CCSN.	2009
· Fermé en 2008 pour toutes les centrales sauf celles d'OPG · En attente d'information additionnelle de la part d'OPG	2009

ANNEXE G

DOSES REÇUES AUX CENTRALES NUCLÉAIRES EN 2008

Les tableaux suivants donnent la tendance sur une période de cinq ans (de 2004 à 2008) de la dose collective annuelle des travailleurs à chacune des centrales. Ces données ont été regroupées de façon à montrer les doses collectives reçues lors d'opérations routinières comparativement aux doses reçues durant les arrêts, ainsi que la dose interne collective totale, la dose externe collective totale et la dose efficace collective totale.

N. B. : Les données sur les doses liées aux opérations routinières et aux arrêts reposent sur des estimations de doses provenant d'un système électronique de dosimétrie. Les données relatives aux doses totales internes, externes et effectives collectives proviennent de l'information officielle sur les doses.

La première colonne indique l'année.

La deuxième colonne donne la dose collective liée aux opérations routinières. Les variations d'une année à l'autre sont attribuables en partie à la durée de la période au cours de laquelle la centrale a fonctionné pendant l'année, ainsi que des débits de doses typiquement liés au fonctionnement de la centrale.

La troisième colonne donne la dose collective liée aux arrêts (prévus et forcés), ce qui comprend la dose à tout le personnel, y compris celui des entrepreneurs. Les paramètres ayant un impact sur la dose incluent : le nombre d'arrêts au cours de l'année, l'ampleur des travaux, la durée, le nombre de personnes y participant et les débits de dose liés aux travaux à effectuer pendant l'arrêt.

Les quatrième et cinquième colonnes donnent les doses collectives totales selon que l'exposition ait été respectivement interne ou externe.

La dose se trouvant dans la colonne 6 est la dose collective totale, c'est-à-dire la somme des doses liées aux opérations routinières et aux arrêts.

Comme moyen de mesure du rendement, les données sur les doses ont été regroupées de façon à comparer les doses liées aux opérations routinières à celles liées aux arrêts et les doses internes aux doses externes. Ces données peuvent être le signe de forces ou lacunes du programme de radioprotection d'une centrale.

Il n'est pas approprié de faire des comparaisons entre les différents tableaux à cause des différences entre chacune des centrales, par exemple en ce qui a trait à la conception, l'âge, l'exploitation et l'entretien.

Aucune dose de rayonnement n'a excédé les doses limites réglementaires, au niveau individuel et à toutes les centrales.

G.1 DOSES ANNUELLES À BRUCE-A

Bruce-A – tranches 3 et 4					
Année	Dose collective liée aux opérations routinières (personne-mSv)	Dose collective liée aux arrêts, y compris les arrêts forcés (personne-mSv)	Dose interne collective totale (personne-mSv)	Dose externe collective totale (personne-mSv)	Dose efficace collective totale (personne-mSv)
2004	749	730	333	1 146	1 479
2005	327	2 016	374	1 969	2 343
2006	439	1 583	491	1 531	2 022
2007	336	4 353	750	3 939	4 689
2008	387	3 853	578	3 662	4 240

Deux tranches sont en service à Bruce-A. La tranche 4 a été rebranchée au réseau en 2003 et la tranche 3 l'a été en 2004.

Plusieurs arrêts planifiés d'importance ont eu lieu en 2007 et 2008. La dose efficace collective a augmenté à cause des travaux d'arrêt de plus grande envergure nécessités par des réacteurs se faisant plus vieux.

Bruce-A – projet de redémarrage des tranches 1 et 2			
Année	Dose interne collective totale (personne-mSv)	Dose externe collective totale (personne-mSv)	Dose efficace collective totale (personne-mSv)
2004	-	-	-
2005	16	62	78
2006	214	1 291	1 505
2007	403	3 928	4 331
2008	88	3 116	3 204

Les tranches 1 et 2 sont à l'arrêt mais leur réfection est en cours depuis 2005. Une partie importante des travaux comportant de fortes doses a été complétée en 2007 et 2008.

G.2 DOSES ANNUELLES À BRUCE-B

Année	Dose collective liée aux opérations routinières (personne-mSv)	Dose collective liée aux arrêts (personne-mSv)	Dose interne collective totale (personne-mSv)	Dose externe collective totale (personne-mSv)	Dose efficace collective totale (personne-mSv)
2004	881	1 825	404	2 302	2 706
2005	653	5 689	347	5 995	6 342
2006	573	3 231	277	3 527	3 804
2007	640	3 572	382	3 830	4 212
2008	639	6 013	588	6 064	6 652

Quatre tranches sont en service à Bruce-B.

Deux arrêts prévus d'importance ont eu lieu à Bruce-B en 2005 et 2008 comparativement à un seulement en 2006 et 2007.

L'augmentation de la dose collective totale est attribuée à plusieurs facteurs dont, sans en exclure d'autres, le rendement humain, un accroissement de l'ampleur des travaux, des problèmes d'équipement et une hausse continue du terme source.

G.3 DOSES ANNUELLES À DARLINGTON

Année	Dose collective liée aux opérations routinières (personne-mSv)	Dose collective liée aux arrêts (personne-mSv)	Dose interne collective totale (personne-mSv)	Dose externe collective totale (personne-mSv)	Dose efficace collective totale (personne-mSv)
2004	460	2 170	270	2 360	2 630
2005	377	2 481	342	2 516	2 858
2006	353	2 848	383	2 818	3 201
2007	343	3 764	354	3 753	4 107
2008	220	1 516	139	1 597	1 736

Quatre tranches sont en service à Darlington.

La diminution de la dose collective au cours de 2008 a été réalisée par la gestion des arrêts et la mise en œuvre d'initiatives d'application du principe ALARA.

En 2007, un cycle d'arrêts sur une base de trois ans a été introduit à Darlington. Ceci a entraîné deux arrêts prévus de longue durée et occasionné une dose collective plus élevée.

G.4 DOSES ANNUELLES À PICKERING-A

Année	Dose collective liée aux opérations routinières (personne-mSv)	Dose collective liée aux arrêts, y compris les arrêts forcés (personne-mSv)	Dose interne collective totale (personne-mSv)	Dose externe collective totale (personne-mSv)	Dose efficace collective totale (personne-mSv)
2004	233	2 605	970	1 868	2 838
2005	730	4 148	1 620	3 254	4 878
2006	570	2 254	580	2 244	2 824
2007	330	1 816	466	1 680	2 146
2008*	536	166	316	386	702

Pickering-A – État de conservation sûr (tranches 2 et 3)			
Année	Dose interne collective totale (personne-mSv)	Dose externe collective totale (personne-mSv)	Dose efficace collective totale (personne-mSv)
2008*	32,7	45,2	77,9

* Depuis 2008, les doses liées au projet de mise en état de conservation sûr (des tranches 2 et 3) ont été rapportées séparément de celles liées aux tranches en service (les tranches 1 et 4).

En 2007 et pendant les années précédentes, les rapports de doses collectives à Pickering-A reflétaient les doses aux quatre tranches. Au cours de cette période, les doses des tranches 1, 2, 3 et 4 étaient présentées dans une même grille.

Deux tranches sont en service à Pickering-A (les tranches 1 et 4), et deux sont à l'arrêt (c'est-à-dire en état de conservation sûr – les tranches 2 et 3).

Aucun arrêt prévu à des fins d'entretien n'a eu lieu en 2008; un arrêt prévu de la tranche 4 a été reporté à 2009. Toutes les doses rapportées à la catégorie « dose collective liée aux arrêts » sont le résultat d'arrêts forcés des tranches 1 et 4.

Le nombre plus grand d'arrêts requis en 2005 pour remettre la tranche 1 en service a contribué à la dose collective plus élevée au cours de cette année.

Depuis 2005, les doses collectives totales, internes et externes, et par conséquent la dose efficace collective totale ont diminué de façon importante. Cette diminution peut être en partie attribuée à plusieurs initiatives d'application du principe ALARA.

G.5 DOSES ANNUELLES À PICKERING-B

Année	Dose collective liée aux opérations routinières (personne-mSv)	Dose collective liée aux arrêts, y compris les arrêts forcés (personne-mSv)	Dose interne collective totale (personne-mSv)	Dose externe collective totale (personne-mSv)	Dose efficace collective totale (personne-mSv)
2004	1 326	3 914	1 376	3 864	5 240
2005	830	5 610	1 176	5 264	6 440
2006	1 238	3 602	1 048	3 792	4 840
2007	929	2 795	752	2 972	3 724
2008	662	3 292	666	3 288	3 954

Quatre tranches sont en service à Pickering-B.

La dose efficace collective totale pour l'année 2008 est légèrement supérieure à celle de 2007 à cause des travaux plus nombreux lors des arrêts.

La dose interne collective totale a diminué au cours des cinq dernières années. Cette diminution peut être en partie attribuée à plusieurs initiatives visant à réduire l'exposition au tritium dans l'air.

L'importance des doses collectives en 2005 est attribuée à l'ampleur des travaux effectués lors des arrêts au cours de cette année.

G.6 DOSES ANNUELLES À GENTILLY-2

Année	Dose collective liée aux opérations routinières (personne-mSv)	Dose collective estimée liée aux arrêts (personne-mSv)	Dose interne collective totale (personne-mSv)	Dose externe collective totale (personne-mSv)	Dose efficace collective totale (personne-mSv)
2004	190	58	81	167	248
2005	315	1 233	268	1 280	1 548
2006	322	904	198	1 028	1 226
2007	163	487	115	535	650
2008	153	1 001	140	1014	1 154

Gentilly-2 est une centrale à une seule tranche.

Les doses collectives plus faibles en 2004 s'expliquent par le fait qu'aucun arrêt prévu n'a eu lieu cette année-là.

Pour les autres années, la plus grande partie de la dose efficace collective totale est attribuée à la durée et l'ampleur des arrêts.

G.7 DOSES ANNUELLES À POINT LEPREAU

Année	Dose collective liée aux opérations routinières (personne-mSv)	Dose collective liée aux arrêts (personne-mSv)	Dose interne collective totale (personne-mSv)	Dose externe collective totale (personne-mSv)	Dose efficace collective totale (personne-mSv)
2004	149	770	122	797	919
2005	137	1 440	134	1 443	1 577
2006	156	745	131	770	901
2007	129	535	68	596	664
2008	55	5 943	374	5 624	5 998

La centrale Point Lepreau est une centrale à une seule tranche.

À la fin de mars 2008, la centrale a été arrêtée à des fins de réfection. Tenant compte de la nature des travaux de réfection dont plusieurs tâches comportent des risques radiologiques importants, il est prévu que la dose collective des travailleurs à Point Lepreau sera beaucoup plus grande que celle des années précédentes.

En raison d'un arrêt prévu de courte durée, la dose collective enregistrée en 2007 a été la plus faible depuis 1991.

La dose collective élevée en 2005 est en partie attribuée à la durée et l'ampleur de l'arrêt prévu.

Commission canadienne
de sûreté nucléaire

Canadian Nuclear
Safety Commission

Canada